

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE RIESGOS PARA EL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂, ASOCIADO A LA CAPACIDAD TÉCNICA DE INYECCIÓN, MEDIANTE UN MODELADO DINÁMICO EN UN YACIMIENTO PILOTO EN EL CAMPO ZAPATOS DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Cordero B., Andrea V
Para optar al Título
de Ingeniera Geólogo
Por la Br. Pérez R., Alejandra N
Para optar al Título
de Ingeniera de Petróleo

Caracas, 2024

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y GEOFÍSICA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE RIESGOS PARA EL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂, ASOCIADO A LA CAPACIDAD TÉCNICA DE INYECCIÓN, MEDIANTE UN MODELADO DINÁMICO EN UN YACIMIENTO PILOTO EN EL CAMPO ZAPATOS DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. MSc. Eliana Alvarado

COTUTOR ACADÉMICO: Prof. MSc. Mauricio Hernández

TUTOR INDUSTRIAL: MSc. Zureisy Marin

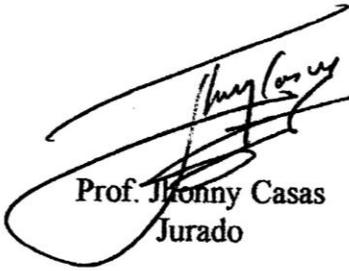
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Cordero B., Andrea V
Para optar al Título
de Ingeniera Geólogo
Por la Br. Pérez R., Alejandra N
Para optar al Título
de Ingeniera de Petróleo

Caracas, 2024

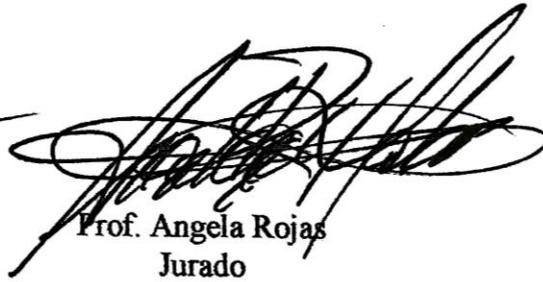
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica y Escuela de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por las Bachilleres Andrea V. Cordero B. y Alejandra N. Pérez R., titulado:

“Análisis de sensibilidad de riesgos para el almacenamiento geológico de CO₂, asociado a la capacidad técnica de inyección, mediante un modelado dinámico en un yacimiento piloto en el Campo Zapatos de la Cuenca Oriental de Venezuela”

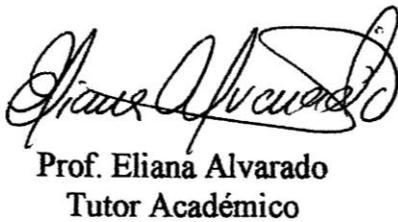
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniera Geólogo e Ingeniera de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran **APROBADO**.



Prof. Johnny Casas
Jurado



Prof. Angela Rojas
Jurado



Prof. Eliana Alvarado
Tutor Académico



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE GELOGÍA, MINAS Y GEOFÍSICA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO

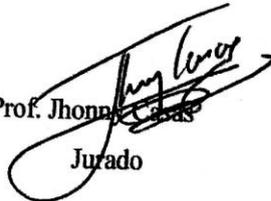


ACTA

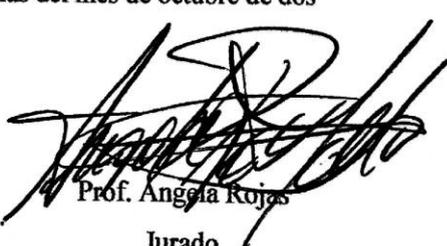
Quienes suscriben, miembros del Jurado designado por el Consejo de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica y Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Br. Cordero B., Andrea V, portador de la cédula de identidad V- 27.031.595, y la Br. Pérez R., Alejandra N, portador de la cédula de identidad V- 27.860.070 titulado "ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE RIESGOS PARA EL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂, ASOCIADO A LA CAPACIDAD TÉCNICA DE INYECCIÓN, MEDIANTE UN MODELADO DINÁMICO EN UN YACIMIENTO PILOTO EN EL CAMPO ZAPATOS DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA", a los fines de cumplir con el requisito legal para optar al grado de Ingeniera Geólogo e Ingeniera de Petróleo, deja en constancia lo siguiente:

Considerando que el Trabajo Especial de Grado presentado y defendido por las Bachilleres en referencia, presenta un aporte significativo al generar una metodología para la selección de un yacimiento de petróleo y gas para el almacenamiento de CO₂, lo convierte en una fuente referencial útil, acuerda por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar MENCIÓN HONORÍFICA, al Trabajo Especial de Grado mencionado.

En fe de lo cual se levanta la presenta Acta, en Caracas a los veintidós días del mes de octubre de dos mil veinticuatro.

Prof. Jhonn 

Jurado

Prof. Ángela Rojas 

Jurado



Prof. Eliana Alvarado

Tutor Académico

DEDICATORIA

Andrea Cordero

A Dios,

por iluminar el camino de la familia Cordero y Blanco;

A mi inspiración eterna,

mi abuela María Isabel Echezuria;

A mi hermana Ana Cordero,

por acompañarme en mi camino de vida y hacerme feliz;

A mis padres Carmen Blanco y Hugo Cordero,

Por su amor incondicional y esfuerzo;

A aquellos que creen en sus sueños.

Por inspirarme a creer en mí y ver mis fortalezas, aunque yo estuviese perdida

DEDICATORIA

Alejandra Pérez

A Dios,

por ser mi fuente de fortaleza e inspiración;

a mis padres,

por su inmenso amor y sacrificio;

y a mis hermanos,

por su apoyo incondicional y complicidad.

Hoy soy quien soy gracias a ustedes.

Gracias por creer en mí y por acompañarme en este camino.

AGRADECIMIENTOS

Andrea Cordero

A Dios por ser la guía de mi camino cuando más lo necesite.

A la Universidad Central de Venezuela (UCV) por ser estandarte de excelencia que forja criterio y virtud a quienes hacen vida universitaria transitan por sus salones.

A Alejandra mi compañera de tesis y hermana de vida, porqué a pesar que el camino no fue el que esperamos, fue el más gratificante y de mayor aprendizaje, gracias por siempre confiar en mí.

A nuestros tutores académicos, Eliana Alvarado y Mauricio Hernández por fomentar y retomar la línea de investigación de energías alternativas entre las escuelas en la UCV.

A nuestra tutora industrial Zureisy Marín por adoptarnos, confiar en nosotras sin conocernos, y ayudarnos a aterrizar el proyecto de investigación.

A los profesores de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica (EGMG), en especial a los profesores Katherine Silva, Ricardo Alezones, María Antonieta Lorente, Héctor Silva y María Eugenia Arriaga, por inspirarme en sus clases y enseñarme a crecer como profesional y rectificar mi camino. Al profesor Miguel Expósito por su calma y paciencia en medio de la tormenta.

A PDVSA INTEVEP, una mención especial al equipo de petrofísica Leonel y Carmencita. Así como, a los grandes profesionales que trabajan en ella, por ayudarnos desinteresadamente e impulsar nuestro T.E.G gracias a Carlos Linares, Francisco Piña, Lenin Ortega, Solangel Ortega y Alejandro González. Así como nuestros compañeros de proyecto el *equipo dinamita* Gerardo, Daniela y Alejandro.

A los capítulos estudiantiles AAPG UCV y SPE UCV porqué con sus actividades extracurriculares me dieron la oportunidad de conocer la excelencia de las geociencias y representar a mi país dentro y fuera de nuestras fronteras.

A mi amiga, hermana de vida Maidelyn por ser mi compañera de vida en la carrera universitaria, siempre apoyarnos y nunca juzgarme.

A mis amigos de la carrera, Nathalya, Anakarina, Lino, Alirio, Gustavo, Elías, Daniel, Antonio, y William, así como mi equipo de campo corto y largo, gracias a todos aquellos que se cruzaron en mi vida universitaria. A mi equipo de geofísicos por nuestra hermosa amistad: Roddys, Aidmary y Ulises, agradecida porqué nuestros caminos se cruzaron.

A mi tutora de *Vapalinks* Sofía Cobos, por enseñarme que nada es lineal y debo aprender de los procesos.

A mi familia Cordero Blanco, este merito también es de ustedes, los amo.

Gracias.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por ser la luz que ilumina mi andar, y por brindarme claridad en los momentos más difíciles. Gracias por recordarme que la magia se alberga en el interior, solo hace falta encender un sueño para que todo el engranaje empiece a funcionar.

A la Universidad Central de Venezuela, mi alma máter. Hoy soy un legado de todas las personas que, con pasión y dedicación, sirven a la academia en la magnífica casa que vence las sombras.

Gracias a mi familia, raíz de amor incondicional. Su apoyo y sacrificio son mi fuente inagotable de inspiración.

A Andrea, mi compañera de tesis y hermana. El camino no fue fácil, pero a tu lado se hizo liviano, lleno de risas y experiencias que volvería a repetir, solo si eso implica crecer juntas otra vez.

A mis tutores, Eliana Alvarado, Mauricio Hernández y Zureisy Marín. Gracias por ser parte de una etapa tan crucial en mi trayecto profesional, pero sobre todo, gracias por guiarnos con tanta paciencia, cariño y exigencia. Nos inspiraron a dar lo mejor de nosotras de la mejor manera posible.

Gracias a mis maestros y profesores, guías en este camino. Sus palabras y enseñanzas forjaron a la profesional que con orgullo representará cada lección aprendida.

A mis amigos, Fabian, Elías, Ezequiel, Génesis, Sergio, Rubén, Mafer, Michelle y Alejandro. Gracias por ser soporte y apoyo en cada paso de esta travesía. La universidad deja una huella incomparable gracias a su compañía.

A LAMUN UCV, la familia prestada que me hizo descubrir facetas de mí misma que hoy adoro, y por regalarme amistades que jamás olvidaré.

A mi mentor, Víctor García. Gracias por creer en mí y por inspirarme a alcanzar mis metas a través del ejemplo.

A Rossana, por su apoyo constante y bondad. Gracias por enseñarme que una mujer fuerte puede con todo lo que se proponga.

A Jose, mi calma en medio de la tormenta y la luz que ilumina mis días. Tu fe en mí y tu amor incondicional me impulsan a ser mejor cada día. Gracias por estar a mi lado en cada paso de este camino.

Gracias.

Cordero B., Andrea V. y Pérez R., Alejandra N.

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE ALMACENAMIENTO
GEOLÓGICO DE CO₂, ASOCIADO A LA CAPACIDAD TÉCNICA
DE INYECCIÓN, MEDIANTE UN MODELADO DINÁMICO EN EL
CAMPO ZAPATOS DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

Tutor Académico: MSc. Eliana Alvarado

Co-Tutor: MSc. Mauricio Hernández

Tutor Industrial: MSc. Zureisy Marín

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Geología.
Escuela de Ingeniería de Petróleo.
Año 2024**

Palabras Claves: Almacenamiento geológico de CO₂ (CCS), yacimientos agotados de petróleo y gas, análisis de sensibilidad de riesgos, Campo Zapatos-Anzoátegui (estado)

Resumen: El dióxido de carbono (CO₂) es uno de los gases de efecto invernadero (GEI) que tienen mayor impacto en el calentamiento global. Se prevé reducir los niveles de dióxido de carbono en la atmósfera mitigando sus efectos a través de diversas medidas, entre ellas, el almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas (CCS). El presente estudio estableció una metodología para la selección de un yacimiento piloto agotado de petróleo y gas propicio para el almacenamiento de CO₂ en el Campo Zapatos, Área Mayor de Oficina (AMO), edo. Anzoátegui, debido a su cercanía a las fuentes de emisión de GEI. Se consideraron factores prioritarios como información regional del área donde se evaluó los recursos existentes y la cercanía a fuentes de emisión del área; información geológica regional; se integró el modelo estático del área, realizando la caracterización petrofísica; se evaluó la integridad del sistema de confinamiento y finalmente el marco de datos del yacimiento candidato.

Para la evaluación integral del proyecto, se implementó un análisis de sensibilidad de riesgos asociados a los eventos de mayor peligrosidad mediante el método de “corbatín” o mejor conocido por sus siglas en inglés *Bow-Tie* para la identificación y gestión de riesgos. Posteriormente, se categorizaron los riesgos principales mediante una matriz de riesgos clasificada en términos de gravedad y probabilidad de ocurrencia.

Como resultado, se definió al yacimiento R4L,I A 323 ubicado en la Formación Oficina como el candidato ideal para el almacenamiento de CO₂ con una porosidad de tipo

intergranular de 12,6 %, permeabilidad de 58 mD y un nivel de agotamiento de 87,4 %. Se validó el principal mecanismo de entrapamiento físico-estructural del sistema de confinamiento mediante una simulación numérica, mostrando el ascenso vertical y migración lateral de la pluma del CO₂ al tope de la estructura, confinada por la barrera física impermeable (roca sello) con un espesor variable de (1-46) ft. Finalmente, se realizó la categorización de las principales amenazas vinculadas con el almacenamiento geológico de CO₂, siendo el riesgo principal la densidad de pozos abandonados en la zona de estudio.

ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION.....	4
1.2.1. Objetivo general	4
1.2.2. Objetivos específicos	4
1.3. JUSTIFICACION	5
1.4. ALCANCE.....	6
1.5. LIMITACIONES	7
1.6. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
1.6.1 Casos internacionales CCS	8
1.6.2 Riesgos asociados a un proyecto de CCS	10
1.6.2.1 Proyecto Castor, España: sismicidad inducida	10
1.6.2.2 Campos Huntsman y West Engelland, EE.UU.: fluidos inyectados que migran fuera del sistema de confinamiento previsto.....	10
1.6.2.3 Yacimiento de Tordis, Noruega: identificación errónea de un depósito de almacenamiento.....	11
1.6.2.4 Proyecto In Salah (Argelia): el sellado superior se ve comprometido, migración de fluidos en una dirección imprevista	11
1.6.2.5. Proyecto Sleipner, Noruega: subestimación de la heterogeneidad del yacimiento	12
1.6.3. Casos nacionales CCS.....	12
1.6.4. Antecedentes para el Campo Zapatos	13
1.7. UBICACION	14
CAPÍTULO II	15
MARCO TEÓRICO.....	15

2.1. Calentamiento Global.....	15
2.2. Cambio Climático	15
2.3. Cero Neto (<i>Net Zero</i>)	16
2.4 Gases de Efecto Invernadero (GEI)	16
2.5 Principales Gases de Efecto Invernadero y sus consecuencias	17
2.6. Dióxido de Carbono (CO ₂).....	20
2.7. Modelo de estudios Integrados	22
2.7.1 Área de almacenamiento	23
2.7.2 Complejo de almacenamiento	23
2.7.3 Modelo petrofísico	23
2.8 Simulación de yacimientos	23
2.9. Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS).....	24
2.10. Impurezas asociadas a la Captura, Transporte y Almacenamiento de CO ₂	25
2.10.1. Agua (H ₂ O)	28
2.10.2. Monóxido de carbono (CO)	29
2.10.3. Nitrógeno (N ₂), oxígeno (O ₂) y argón (Ar).....	29
2.10.4. Óxidos de azufre (SO _x) y sulfuro de hidrógeno (H ₂ S).....	30
2.11. Criterios generales de selección de almacenamiento de CO ₂	30
2.12. Movimiento y mecanismos de entrapamiento del CO ₂ en formaciones geológicas.....	32
a. Físico (Estructural y estratigráfico).....	33
b. Residual.....	35
c. Mecanismos geoquímicos de almacenamiento	36
c.1. Solubilidad o disolución.....	38
c.2. Mineral	38
2.13. Mecanismos de seguridad del almacenamiento y cambios a lo largo del tiempo..	42
2.14. Factores que controlan la velocidad de movimiento del CO ₂ en el subsuelo	42

2.15. Tipos de yacimientos candidatos al almacenamiento geológico de CO ₂	43
2.15.1. Yacimientos de Petróleo y Gas Natural	44
2.15.2. Acuíferos salinos	45
2.15.3. Mantos de carbón no explotables	46
2.15.4. Basaltos y rocas máficas	46
2.16. Riesgo.....	48
2.17. Gestión de riesgos basada en las normas ISO	49
2.18. Riesgo geológico	50
2.19. Matriz de Evaluación de Riesgos	50
2.19.1. Ventajas.....	51
2.19.2. Limitaciones	51
2.20. Riesgos asociados con el almacenamiento geológico de CO ₂ en yacimientos geológicos	52
2.20.1. Fuga de CH ₄	52
2.20.2. Sismicidad Inducida	53
2.20.3. Movimiento del Suelo	53
2.21. Evaluación de los factores críticos o amenazas potenciales asociadas al almacenamiento de CO ₂ en yacimientos de petróleo y gas.....	54
2.21.1. Evaluación de los factores estratigráficos que afectan a la integridad del yacimiento	55
2.21.2. Factores geomecánicos que afectan la integridad del área de almacenamiento.....	55
2.21.3. Factores geoquímicos que afectan a la integridad del área de almacenamiento.....	56
2.21.4. Factores antropogénicos que afectan a la integridad del almacenamiento	57
2.22. Tecnología de pozos de inyección	58
2.23. Procedimientos de abandono de pozos	59
2.24. Presión de inyección y limitaciones del yacimiento	60

2.24.1. Control y verificación en tecnologías de inyección de CO ₂	60
2.25. Fuga de CO ₂ en yacimientos agotados de petróleo y gas	61
2.26. Mecanismos de fuga de CO ₂	62
2.27. <i>Machine Learning</i> o Aprendizaje automático (ML)	63
2.27.1. Aprendizaje supervisado	64
2.27.2. Aprendizaje no supervisado	64
2.27.3. Aprendizaje por reforzamiento	64
2.28. <i>Deep Learning</i> (aprendizaje profundo).....	65
2.29. Algoritmo perceptrón multicapa (APM).....	66
2.30. Algoritmo de aprendizaje de retropropagación.....	67
2.31. Curvas de Chan para Predicción de Mecanismos de Producción de Agua.....	67
2.31.1. Técnica	68
2.32. Presión de avance capilar (breakthrough capillary pressure).....	72
CAPÍTULO III.....	72
GEOLOGÍA REGIONAL.....	72
3.1. Cuenca Oriental.....	72
3.1.1. Generalidades	72
3.1.2. Evolución geodinámica de la cuenca Oriental de Venezuela	73
3.1.2.1. Margen pasivo	74
3.1.2.2. Cretácico – Paleógeno: transgresión	75
3.2. Subcuenca Maturín.....	80
3.3. Sistema petrolero de la cuenca Maturín	80
3.4. Modelo Estratigráfico.....	81
3.4.1. Las Piedras	81
3.4.2. Freites	81
3.4.3. Oficina (Mioceno medio-)	82

3.4.4. Merecure: Oligoceno a Mioceno Temprano (?).....	82
3.5. Modelo Estructural.....	84
CAPÍTULO IV.....	87
MARCO METODOLÓGICO.....	87
4.1. Tipo investigación.....	87
4.2. Diseño de la investigación.....	87
4.3 Metodología de la investigación.....	88
4.4. FASE I: Recopilación y revisión bibliográfica relacionada con el área de estudio .	88
4.5. FASE II: Determinación de criterios para la selección de un yacimiento potencial para el almacenamiento de CO ₂	88
4.5.1. Información regional del área	90
4.5.1.1. Áreas Protegidas o Sensibles	91
4.5.1.2. Desarrollo de Recursos Existentes / Captura	91
4.5.1.3. Cercanía a Centros Urbanos.....	92
4.5.2. Información geológica regional	92
4.5.2.1 Contexto Geodinámico.....	92
4.5.2.2. Fallas y Fracturas	93
4.5.2.3. Disponibilidad de Núcleos	93
4.5.3. Sistema de confinamiento	93
4.5.3.1. Extensión y continuidad litológica.....	95
4.5.4. Marco de datos del yacimiento	99
4.5.4.1. Caracterización Petrofísica.....	99
4.5.4.2. Parámetros de yacimiento	99
4.5.4.3. Agotamiento del yacimiento	100
4.5.4.4. Análisis de Corte de Agua y Contacto Agua - Petróleo.....	100
4.6. FASE III: Certificación de datos.....	102
4.6.1. Validación de perfiles a pozos seleccionados:.....	102

4.6.2. Carga de perfiles	103
4.6.3. Carga de topes	103
4.6.4. Cálculo de desviaciones	104
4.6.5. Carga de cañoneo	104
4.6.6. Carga de <i>Bit size</i> (BS)	105
4.6.7. Carga de núcleos	105
4.6.8. Calibración núcleo-perfil	106
4.6.9. Ajuste y edición de perfiles, empalmes, ajustes en profundidad	107
4.6.10. Identificación de Carbón y Hoyo Malo:	108
4.7. FASE IV: Generación del modelo petrofísico	109
4.7.1. Precálculos	109
4.7.2. Parámetros petrofísicos	110
4.7.2.1 Densidad de matriz.....	111
4.7.2.2. Resistividad del agua de formación (R_w)	111
a. Establecimiento de valores de referencia	112
b. Pickett Plot	112
c. Exponentes de cementación (m), saturación (n) y tortuosidad (a).....	113
4.7.3. Modelo de Volumen de arcilla	113
a. Índice de Arcillosidad (I_{sh}).....	113
b. Cálculo del volumen de arcilla.....	115
c. Cálculo de Volumen de arcilla (V_{sh}) utilizando Rayos Gamma (GR)	115
d. Cálculo de Volumen de arcilla a partir de Potencial Espontáneo (SP), Resistividad o método combinando entre ambos	116
4.7.4. Modelo de porosidad.....	116
4.7.4.1. Metodología convencional	117
4.7.4.2. Metodología no convencional	118
a. Estimación de registros sintéticos de porosidad a través de regresiones	

lineales.....	119
b. Estimación de registros sintéticos de porosidad a través de redes neuronales..	120
4.7.5. Modelo de Saturación (Sw).....	123
4.7.6. Modelo de permeabilidad.....	124
4.7.6.1. Permeabilidad - Timur	124
4.7.6.2. Cálculo de modelo de permeabilidad a partir de regresiones múltiples...	124
4.7.7. Generación de sumarios petrofísicos	126
4.7.7.1. Parámetros de cortes	126
4.7.7.2. Generación de sumarios	127
4.7.8. Generación de mapas isopropiedades	129
4.8. FASE V: Modelo dinámico.....	131
4.8.1. Preparación de datos	131
4.8.2. Importación de mapas geológicos	131
4.8.3. Creación del grid	132
4.8.4. Especificación y definición de propiedades roca-fluido	132
4.8.5. Creación del modelo composicional	132
4.8.6. Definición del pozo inyector	133
4.8.7. Ejecución de la simulación.....	133
4.9. FASE VI: Elaboración de la matriz de riesgo	133
4.9.1. Técnicas de evaluación de riesgos	134
4.9.1.1. Método de Corbata (Bow-Tie).....	134
4.9.2. Elaboración de la Matriz de Riesgo	136
4.9.2.1. Gravedad	136
4.9.2.2. Probabilidad	137
CAPÍTULO V	138
ANÁLISIS DE RESULTADOS	139

5.1. Información Regional del Área.....	139
5.2. Desarrollo de recursos existentes / Captura de CO ₂	140
5.2.1. Efectos físicos de las impurezas del CO ₂ y sus consecuencias en el almacenamiento.....	143
5.2.2. Efectos químicos de las impurezas del CO ₂	146
5.3. Evaluación Geológica del Área.....	148
5.3.1. Criterios Geodinámicos.....	148
5.3.2. Zonas con presencia de fallas y fracturas.....	150
5.4. Caracterización Petrofísica	151
5.4.1. Clasificación de datos para el Modelo petrofísico	151
5.4.2. Cálculo de Modelos Petrofísicos.....	153
5.4.2.1. Modelo de Arcillosidad.....	153
5.4.2.2. Modelo de porosidad no convencional (regresiones simples)	155
Correlación porosidad de yacimiento y porosidad de sobrecarga.....	155
Relación núcleo/volumen de arcilla	156
Propagación del método en pozos con más datos de núcleos	158
Cálculo de porosidad total.....	159
5.4.2.3. Modelo de porosidad no convencional (redes neuronales).....	159
5.4.2.4. Modelo de permeabilidad.....	163
5.4.3. Sumario de Propiedades Petrofísicas	165
5.4.3.1. Parámetros de corte	165
5.5. Selección de yacimientos potenciales	167
5.5.1. Porosidad y Permeabilidad.....	173
5.5.2. Densidad y Grados API.....	174
5.5.3. Profundidad de Almacenamiento	175
5.5.4. Análisis de Corte de Agua y Contacto Agua-Petróleo.....	175
5.6. Evaluación del Sistema de Confinamiento	184

5.6.1. Continuidad de la roca sello y yacimiento	184
5.6.2. Identificación del sello local	185
5.6.3. Espesor de la roca sello y yacimiento	191
5.7. Modelo Dinámico.....	194
5.7.1. Estructura de datos del modelo estático	194
5.7.2. Importación del modelo estático	197
5.7.3. Definición de propiedades roca-fluido.....	201
5.7.4. Modelo composicional	202
5.7.5. Definición del pozo inyector (PI).....	203
5.7.6. Corrida del modelo de simulación numérica	205
5.8. Elaboración de la Matriz de Riesgo	209
5.8.1 Proyectos anteriores de CCS y aprendizajes	209
5.8.2. Análisis de sensibilidad para la identificación de riesgos	210
5.8.3. Implicaciones del Monitoreo en el proyecto de CCS.....	217
5.8.4. Elaboración de Matriz de Riesgos para el Yacimiento R4L,I A 323.....	217
CONCLUSIONES	219
RECOMENDACIONES	223
REFERENCIAS.....	225

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Centros de CCS en el mundo, donde se observa la distribución en color verde (proyecto a escala comercial), y en negro (proyecto piloto). Véase la escasez de proyectos de este tipo en la Región de América Latina. Fuente: Facilities - <i>Global CCS Institute</i> (2022)	8
Figura 2. Cuadrante del Campo Zapatos Mata R, estado Anzoátegui, Venezuela. Véase en color rojo el área de estudio, el campo Zapatos. Imagen extraída y modificada del Proyecto de Estudios Integrados de Zapatos Mata R (2024)	15
Figura 3. Se puede identificar que las emisiones totales en 2022 ascienden a 6.343 millones de toneladas métricas de CO ₂ equivalente, donde el CO ₂ representa el 79,9%. Entre los sectores que emiten más GEI, se destaca el sector transporte con 35%, electricidad con 30% e industria en general 16%. Se debe destacar que todas las estimaciones de emisiones proceden del inventario de emisiones y sumideros de gases de efecto invernadero de Estados Unidos: 1990-2022. Gráfico elaborado con la información extraída de (EPA, 2024)	17
Figura 4. Posibilidad sobre el nivel máximo de impurezas que podría obtenerse de los procesos de captura de CO ₂ (Murugan <i>et al.</i> 2020).....	26
Figura 5. Véase cómo cambia el volumen del	32
Figura 6. Tipo de entrapamiento de CO ₂ y su ocurrencia en el tiempo en un medio poroso (IPCC, 2005)	33
Figura 7. Puntos de fuga asociado a los cierres estructurales y estratigráficos, en los círculos se pueden observar los posibles puntos de escape del CO ₂ . (<i>Global CCS Institute</i> , 2022).	35
Figura 8. Almacenamiento expresado como una combinación de atrapamiento físico y geoquímico.....	37
Figura 9. Seguridad de almacenamiento y cómo varía en el tiempo de acuerdo al tipo de entrapamiento. Extraída del IPCC (2005).....	42
Figura 10. Se observa cómo se puede almacenar el CO ₂ en la corteza terrestre y sus distintos yacimientos. Extraído de (<i>Underground Geological Storage</i> , IPCC, 2005)....	44
Figura 11. (A) Almacenamiento de carbono en cuencas sedimentarias	48
Figura 12. Proceso de gestión de riesgos de la norma ISO 31000:2009. Adaptado de Purdy G, 2010.....	49
Figura 13. Fuente: <i>Underground Geological Storage</i> , IPCC, 2005.	59
Figura 14. Tipos de Machine Learning y sus aplicaciones (Kaifeng G, <i>et al.</i> , 2020).....	65

Figura 15. Comparación entre una neurona biológica y una artificial. (García, U 2020)	65
Figura 16. Arquitectura de una red neuronal artificial perceptrón multicapa.	66
Figura 17.1. Comparación entre conificación y canalización Relación Agua Petróleo (RAP) (K.S. Chan, 1995)	69
Figura 17.2. Conificación del agua del fondo RAP y derivada RAP' (Chan, 1995).....	71
Figura 17.3 Canalización multicapa RAP y RAP' (Chan, 1995)	71
Figura 18. Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias Sedimentarias. Donde L.E.B. = lineamiento de El Baúl, límite entre las cuencas de Oriente y Barinas-Apure. Tomado de (Pérez de Mejía et. Al., 1980).....	73
Figura 19.1. Régimen tectónico durante el Mioceno al Oligoceno medio. Imagen extraída de Mann, P y Escalona, A (2011)	78
Figura 19.2. Sección estructural N-S de la cuenca antepaís correspondiente a la Cuenca Oriental de Venezuela, ilustrando en el cuadro rojo de la imagen inferior la región sísmica que representa a los campos de Zapatos Mata R en la zona del foredeep de esta cuenca, mostrando el basculamiento y el buzamiento de las principales fallas normales hacia el sur del área. Tomado de Baritto. I y Ojeda, M (2024).....	79
Figura 20. Cuadro tectono-estratigráfico de la Cuenca Oriental de Venezuela. Gráfico modificado de Beicip (2001).....	79
Figura 21. Sección estructural mostrando las unidades tectono-estratigráficas en el flanco norte de la Subcuenca de Maturín. En esta Figura se ilustran las complejas relaciones tectónicas y estratigráficas de las unidades sedimentarias. Figura extraída de WEC (1997)	80
Figura 22. Tabla de eventos del sistema petrolero Guayuta-Oficina (j) para la Subcuenca de Maturín, cuya cocina se localiza en el bloque de Pirital. Extraída WEC (1997)	81
Figura 23. Columna Estratigráfica oficial donde se puede identificar los niveles estratigráficos oficiales del área de estudio. Extraído del reporte Interno sedimentología INTEVEP (2024)	83
Figura 24. Divisiones de la cuenca antepaís. Fuente: Horton, B., <i>et al.</i> , (2022).....	84
Figura 25. Extraída del reporte interno INTEVEP, elaborado por (Linares, C <i>et al.</i> , 2024)	85
Figura 26. Horizonte sísmico en tiempo correspondiente al nivel de Oficina en R. Fuente: (Baritto,I y Ojeda, M 2024).....	86
Figura 27. Metodología empleada en la investigación del presente Trabajo Especial de	

Grado.....	88
Figura 28. Diagrama de Flujo para selección del yacimiento potencial para el almacenamiento de CO ₂ . Adaptado del manual de <i>Best Practices</i> realizado por el Intergovernmental Panel on Climate Change (2005).....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 29. Ejemplo de cómo se utiliza una sección estratigráfica para determinar la geometría de un yacimiento. Fuente: Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008)	97
Figura 30. Ejemplo de una sección estructural, extraída de Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008)	97
Figura 31. Ejemplo de una sección horizontalizada u estratigráfica , extraída de Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008)	98
Figura 32. Metodología empleada en la Fase III	102
Figura 33. Validación de los perfiles Potencial Espontáneo (SP) y Resistividades comparando archivo .well al lado izquierdo (A) con .TIF al lado derecho (B)	103
Figura 34. Carga de topes estratigráficos y su profundidad asociada en el software <i>Geolog</i>	104
Figura 35. Carga de desviaciones en el pozo A-334.....	104
Figura 36. Carga de cañones mediante el textimport en el pozo A-312	105
Figura 37. Generación de la curva BS B-230	105
Figura 38. Carga de de núcleos en el módulo de <i>Geolog textimport</i> , donde se importaron los datos suministrados por equipo de yacimiento reporte Interno (2024)	106
Figura 39. Validación del Coregamma en el proyecto Openwork, Pista 2; con los cargados de los archivos de OMNI pistas 3 y 4; cálculo de desfase, pista 5; El GR en .Tiff, Pista 6 y el reportado en las columnas sedimentológicas, Pista 7. Tomado de Marin <i>et, al</i> (2024)	106
Figura 40. Calibración núcleo perfil realizado de forma “manual” realizada en el pozo B-303. (A) véase como en el recuadro rojo los núcleos están desfasados. Por tal motivo, se realizó el proceso (B) y se procedió a ubicarse en posible intervalo de arenisca presente validándose por el Vsh obtenido.	107
Figura 41. Ajuste de profundidad para la correspondencia de los registros Gamma Ray, Densidad y Sónico del pozo A-0344.....	108
Figura 42. Vease en el recuadro azul (A) Identificación de intervalos con Carbón (color negro) usando el criterio de Rider (2002); Vease en el recuadro rosa identificación de intervalos Badhole (color vinotinto), utilizando registro de densidad en el pozo A-0349.....	109

Figura 43. Metodología para la Fase IV del presente Trabajo de Investigación.....	109
Figura 44. Módulo de precal del software <i>geolog</i>	110
Figura 45. Análisis físico-químicos disponibles en el campo Zapatos. Tabla extraída de reporte interno fase I modelo petrofísico de AR (2024)	112
Figura 46. RW calculado por el método de <i>pickett plot</i> igual a R_w 0,1154 ohm.m a 297 F a profundidad (13600-13450) ft.....	113
Figura 47. Parámetros establecidos para el cálculo de Saturación. Fuente: fase I modelo petrofísico de AR (2024).....	113
Figura 48. Herramienta para cálculo de Vsh en software <i>Geolog</i> . Véase la interfaz de herramienta para calcular Vsh a partir de resistividad y SP. En este módulo se puede aplicar uno o varios métodos según criterio del intérprete.	115
Figura 49. Módulo de porosidad en <i>geolog</i> . Véase como se puede calcular la porosidad dependiendo del registro seleccionado por el intérprete.	117
Figura 50. Esquema del desarrollo de la metodología para determinar porosidad por el método no convencional	118
Figura 51. Ejemplo de una regresión lineal construida a partir de datos dispersos. Tomado de Games, J (2023).....	119
Figura 52. Facimage workflow - modeling. Extraída <i>Geolog documentation</i> (2022)..	121
Figura 53. “Modelo Petrofísico de las unidades operacionales de los yacimientos pertenecientes a las formaciones Oficina y Merecure, dentro del Campo Mata R, Área Mayor de Oficina” (Marin, Z., <i>et al.</i> , 2024).....	123
Figura 54. Módulo de porosidad en <i>Geolog</i> , véase interfaz para calcular Swe con Simandoux modificado.	123
Figura 55. Ejemplo de una regresión múltiple, construida a partir de datos dispersos. Véase como con los diversos valores se construye un plano. Tomado de Games, J (2023)	125
Figura 56. Metodología típica empleada para generar parámetros de corte. Extraído de Cosentino (2001).....	127
Figura 57. cálculo del parámetro de corte Porosidad asumiendo una permeabilidad del aire de 1 mD extraído de Cosentino(2001)	127
Figura 58. Condiciones de corte para la generación de los sumarios	128
Figura 59. Módulo para generación de los sumarios con los pozos del campo Zapatos	128

Figura 60. Extraído de:Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008).....	129
Figura 61. Módulo de análisis geoestadístico en ArcGIS	130
Figura 63. Diagrama de Corbata	135
Figura 64. Diagrama de categorización de gravedad para la matriz de riesgo. Adaptado de: Edlmann, K. (2021).....	137
Figura 65. Diagrama de categorización de probabilidad para la matriz de riesgo. Adaptado de: Edlmann, K. (2021).....	138
Figura 66. Esquema de clasificación para la matriz de riesgos asociados a la fuga de CO ₂ . Adaptado de: Edlmann, K. (2021)	138
Figura 67. Potenciales sitios de almacenamiento de CO ₂ <i>McKinsey & Company</i> (2021).....	139
Figura 68. Evaluación regional del área de Zapatos, el área prospectiva para el almacenamiento geológico de CO ₂ en color rojo.	140
Figura 69. Emisiones de CO ₂ por sector en Venezuela, medido en toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente (CO ₂ e). Fuente: Índice de Emisiones (2024)	141
Figura 70. Mapa de la contaminación lumínica en Venezuela. Se presenta mayormente en los centros urbanos, aunque la mayor fuente se encuentra en la región oriental donde se quema gas. Fuente: Observatorio de la Tierra de la NASA.....	142
Figura 71. Áreas prospectivas para el CCUS-EOR en Venezuela. Imagen extraída de Mata, T. (2023)	143
Figura 73. Modificado de Santiago <i>et al.</i> , (2015, pag. 265) tomada de Soto (2023) Véase el MFS que plantea Soto en su estudio.	149
Figura 74. Sección estructural en el cuadrante de Zapatos Mata R. Véase como la línea verde con dirección N-S corresponde a la línea 840 analizada en el volumen sísmico, donde se puede observar las principales fallas geológicas y marcadores estratigráficos identificados e interpretados, donde se aprecian pequeños bloques tectónicos delimitados por fallas secundarias que conectan con las principales hacia el sur del área de estudio. Extraída de reporte interno elaborado por Baritto y Ojeda (2024)	150
Figura 75. Clasificación inicial del campo AR tomado de la base de datos del modelo petrofísico de Zapatos Mata R, INTEVEP.....	151
Figura 76. Clasificación de los pozos del área de estudio, de acuerdo con los años de perforación de los pozos. Vease que en el campo Zapatos predominan los pozos de los años 50 a 60 (rojo) ,60 a 70 (azul) , 90 a 2000 (verde claro); en menor proporción los 70 a 80 (amarillo) y 80 a 90 (verde oscuro). Modificado de Marín, Z. <i>et al.</i> , (2024).....	152

Figura 77. Disponibilidad de núcleos por nivel estratigráfico. Tomado y modificado del informe INT-MDS (Ortega <i>et al.</i> , 2022).....	153
Figura 78. Pozo A-0349 vease como los puntos rojos corresponden al Volumen de arcilla (Vsh), los cuales se adaptan mejor al modelo de Larionov 2. Extraído de Marín <i>et al.</i> , (2024).....	154
Figura 79. Cálculo del volumen de arcilla en el pozo A-0004, véase de derecha a izquierda calculado con resistividad, SP y finalizando con el volumen de arcilla híbrido con método <i>average</i> al lado izquierdo que es el que mejor representa.	154
Figura 80. Correlación porosidad a condiciones estándar de laboratorio y a sobrecarga	155
Figura 81. A mayor porcentaje de Vsh, menor será la porosidad efectiva, véase la relación lineal que existe entre la arcillosidad de la matriz y como estos se relacionan con las propiedades de los fluidos contenidos dentro del yacimiento de interés, por tal medida es indispensable comparar núcleos para generar modelos con mayor fidelidad las heterogeneidades de la roca yacimiento. Imagen extraída de (Cuddy S, 2022)	156
Figura 82. Correlación de la porosidad y V en el pozo pozo A-0349.....	157
Figura 83. Correlación entre porosidad efectiva convencional y no convencional	157
Figura 84. (A) Validación del cálculo de porosidad no convencional en pozos con núcleos en registro de pozos, (B) véase como en el pozo con núcleo B-303 el CC implementando la fórmula fue de 94%.....	158
Figura 85. Comparación de resultados de porosidad convencional y no convencional.	158
Figura 86. Módulo de red neuronal, etapa de normalización lado izquierdo de la imagen, véase en la derecha como la data de entrenamiento se estandariza al implementar un rango completo de los datos en el entrenamiento.	160
Figura 87. Modelo de introducción de parámetros para realizar el modelo de RRNN en <i>Geolog</i>	161
Figura 88. Pozo A-326 porosidad realizada por la red neuronal, denominada PHIE_PRED. Se puede apreciar que aunque sea un pozo con núcleo, la porosidad calculada por el módulo de <i>Faceimage</i> se ajusta perfectamente a los resultados del núcleo de la roca.	162
Figura 89. Distribución areal de los métodos empleados para determinar las porosidades en el campo Zapatos. Véase en color azul el convencional, morado representado por red neuronal y amarillo regresiones.	163
Figura 90. Regresión lineal múltiple para generación de la fórmula de permeabilidad para el Campo Zapatos.....	163

Figura 91. Correlación de permeabilidad del núcleo del set A_C_H y la generada	164
Figura 92. Comparación entre las permeabilidades obtenidas con metodología Timur a la derecha y método de regresiones múltiples a la izquierda.	165
Figura 93. Intervalos de Anp en el pozo A-323	166
Figura 94. Mapa estructural Oficial del nivel Oficina L , extraído del reporte interno elaborado por Baritto, I y Ojeda, M (2024)	169
Figura 95. Mapa estructural Oficial del nivel Oficina R, extraído del reporte interno elaborado por Baritto, I y Ojeda, M (2024)	170
Figura 96. Mapa de Yacimiento L4U-A327	170
Figura 97. Mapa de Yacimiento L4U-A301	171
Figura 98. Mapa de Yacimiento R3M-B 327.....	171
Figura 99. Mapa de Yacimiento R4L,I A 323	172
Figura 100. Mapa de Yacimiento R4L A301.....	172
Figura 101. Curvas de Diagnóstico de Chan para el Yacimiento L4U A327. Se infiere un comportamiento típico de conificación, al observar como disminuye la derivada de (RAP') con el tiempo. Datos de producción suministrados por INTEVEP.....	176
Figura 102. Producción de agua versus tasa de petróleo en el tiempo. Se observa el aumento significativo de agua en contraparte con la declinación de la tasa de petróleo. Datos de producción suministrados por INTEVEP.	176
Figura 103. Curvas de Diagnóstico de Chan para el Yacimiento R4L,I A323. Debido al comportamiento seccionado de los cambios abruptos en la pendiente de la curva RAP, se infiere una posible comunicación entre areniscas inferiores al intervalo productor. Datos de producción suministrados por INTEVEP.....	177
Figura 104. Producción de agua versus tasa de petróleo en el tiempo. Se observa el aumento significativo de agua en contraparte con la declinación de la tasa de petróleo. Datos de producción suministrados por INTEVEP.	177
Figura 105. Diagrama actualizado del pozo A-323. Obtenido del Sistema Integral de Manejo de Datos Electrónicos (SIMDE), INTEVEP.....	178
Figura 106. Función de declinación para el cálculo de presión actual (Np)	180
Figura 107. Función de declinación para el cálculo de presión actual (Gp)	181
Figura 108. Función de declinación para el cálculo de presión actual (Np)	182
Figura 109. Función de declinación para el cálculo de presión actual (Gp)	182

Figura 110. Véase las superficies mayores que separan la Formación Oficina en 6 ciclos (color verde claro) en la sección basal (en color verde oscuro) del SB entre Formación Merecure y Formación Oficina	186
Figura 111. Sección estratigráfica con dirección S-N en el yacimiento piloto R4L, I A 323, en color verde se pueden identificar las superficies mayores MFS y Mfs en color verde, superficies regresivas y discordancias subareas. En color rojo, se pueden observar los límites de los niveles estratigráficos.....	186
Figura 112. sección estratigráfica con dirección E-W en el yacimiento piloto R4L, I A 323, en color verde se pueden identificar las superficies mayores MFS y mfs en color verde, superficies regresivas y discordancias subareas. En color rojo, se pueden observar los límites de los niveles estratigráficos.....	187
Figura 113. Extraída de Linares, C (2022).....	191
Figura 114. Identificación del sello local en la arenisca R4S al tope del intervalo R4L,I	191
Figura 115. Sección estratigráfica en vista estructural con dirección SE-NW entre el pozo tipo del área el B-349, donde se puede analizar una conformidad y continuidad lateral de las unidades estratigráficas del ciclo de Oficina nro. 1.....	188
Figura 116. Mapa del sello primario sobre el yacimiento R4L,I A 32. ease como los mayores mayores espesores se ubican al este del yacimiento. Escala 1:15.000	193
Figura 117. Mapa de Facies para el nivel estratigráfico R4. Véase en círculo azul el pozo productor A-323 y cómo se ubica en la zona de barras. Figura extraída del reporte interno equipo sedimentología INTEVEP Ortega, S (2024). Mapa elaborado por Rodriguez, I (2024).	192
Figura 118. A la izquierda mapa isópaco-estructural oficial del yacimiento R4 L, I A 323 (A). A la derecha, comparación con el mapa realizado por el método Kriging en el modelo geoestadístico de ArcGIS (B) el cual posee una desviación estándar del 8%. Escala 1:15.000.....	195
Figura 119. Mapa oficial del yacimiento R4L,I A323	196
Figura 121. Mapa de saturación. Se validó la correlación del modelo geoestadístico con los sumarios petrofísicos, véase como los intervalos más saturados se ubican al norte del yacimiento. Escala 1:15.000	197
Figura 122. Mapa de volumen de arcilla. Desviación estándar: 3,4% se validó la correlación del modelo geoestadístico con los sumarios petrofísicos. Escala 1:15.000	197
Figura 123. Importación del mapa estructural del Yacimiento R4L,I A 323 en CMG.	198
Figura 124. Ajuste del mallado para el yacimiento R4L,I A 323	198

Figura 125. Importación del mapa de espesores del yacimiento R4L,I A 323	199
Figura 126. Importación del mapa de porosidad del yacimiento R4L,I A 323.....	199
Figura 127. Yacimiento R4L,I A 323 en 3D, representando la estructura base de un homoclinal.....	200
Figura 128. Comparación de permeabilidades horizontales y verticales en el modelo. A la izquierda, la permeabilidad horizontal con una escala que va de 0 a 58 md. A la derecha, la permeabilidad vertical, con una escala que va de 0 a 5.8 md.	200
Figura 129. Distribución de porosidad a través de diferentes capas en la vista IK-2D.	201
Figura 130. Permeabilidad relativa agua-petróleo. Tomado del pozo C-002	201
Figura 131. Permeabilidad relativa líquido-gas.Tomado del pozo C-002	202
Figura 132. Ubicación del pozo inyector A 323 en el mallado, vista IK-2D.....	203
Figura 133. Distribución de la fracción molar global del CO ₂ en el yacimiento pre-inyección	206
Figura 134. Distribución de la fracción molar del CO ₂ en el yacimiento, observando como la mayor concentración se posiciona y migra hacia el tope de la estructura.....	206
Figura 135. Distribución de la fracción molar del CO ₂ en el yacimiento.	207
Figura 136. Distribución de presiones en el yacimiento. A la izquierda, escenario pre-inyección; a la derecha, escenario post-inyección.	208
Figura 137. Incremento del gas acumulado en el yacimiento y de la presión, producto de la inyección de CO ₂ en el sistema.	209
Figura 138. Representación esquemática de la evaluación de riesgos del método corbata para el confinamiento del CO ₂ en el Campo Zapatos.	212
Figura 139. Esquema de análisis del diagrama de corbata para el campo Zapatos, yacimiento R4L,I A323. Se muestra una vista completa desarrollada para dar una idea del análisis global y del número de barreras de prevención y mitigación identificadas.....	213
Figura 140. Matriz de riesgo para almacenamiento geológico de CO ₂	218

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Principales gases de efecto invernadero asociados a las actividades humanas. Fuente: Climate Indicators (2024)	17
Tabla 2. Perfil por proceso o actividad industrial de las grandes fuentes estacionarias mundiales de CO ₂ con emisiones superiores a 0,1 millones de toneladas de CO ₂ (Mt CO ₂) al año. Fuente: Carbon Dioxide Carbon and Storage, IPCC (2005)	19
Tabla 3. Propiedades específicas del CO ₂ . Fuente	20
Tabla 4. Impurezas típicas presentes en el sistema CCUS, elaborada con la información del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático 2015; Kather 2009; White <i>et al.</i> , 2009).....	27
Tabla 5. Las reacciones minerales típicas asociadas al atrapamiento mineral Rackley.	39
Tabla 6. Lista de principales minerales reactivos y sus productos de reacción. Extraída de Rackley (2017).....	41
Tabla 7. Entornos deposicionales generalizados que producen litologías de sellado de baja permeabilidad. Extraído de Merrill, M. (2014).	94
Tabla 8. Recopilación de criterios de selección para la inyección de CO ₂ en condiciones de miscibilidad y valores óptimos de almacenamiento sugeridos por los autores mencionados abajo.	99
Tabla 9. Modelos de arcillosidad (Asquith & Krygowski, 2004).....	114
Tabla 10. Composición general del gas de venteo en las instalaciones petroleras del Distrito Norte de PDVSA, estado Monagas La Rosa, L. (2010)	143
Tabla 11. Total de los registros presentes en el Campo Zapatos	151
Tabla 12. Distribución de metodologías para el cálculo de porosidad en el campo Zapatos	162
Tabla 13. Parámetros de Corte del Campo Aguasay.....	165
Tabla 14. Sumarios petrofísicos en el área de interés	166
Tabla 15. Relación de FR actual vs. FR inicial en yacimientos pre-seleccionados. Fuente: Indicador Anual de Reservas Preliminar Gas Anaco 2022, INTEVEP	168
Tabla 16. Resumen de Propiedades Yacimientos Pre-Seleccionados. Fuente: Indicador Anual de Reservas Preliminar Gas Anaco 2022, INTEVEP.....	173
Tabla 17. Parámetros para el cálculo de presión actual del yacimiento L4U A327 mediante función de declinación exponencial. Fuente: Indicador Anual de Reservas Preliminar Gas Anaco 2022, INTEVEP.....	179

Tabla 18. Parámetros para el cálculo de presión actual del yacimiento R4L,I y A 323 mediante función de declinación exponencial. Fuente: Indicador Anual de Reservas Preliminar Gas Anaco 2022, INTEVEP	181
Tabla 17. Relación de Disponibilidad de Registros en el Yacimiento R4L,I A 323	183
Tabla 18. Propiedades del Yacimiento R4L,I A323 seleccionado para el almacenamiento de CO ₂	183
Tabla 19. Facies sedimentarias identificadas en el núcleo A-0349	188
Tabla 20. Composición Molar de los fluidos presentes en el yacimiento.....	202
Tabla 21. Variables de control para la inyección.....	204
Tabla 22. Estatus de yacimientos adyacentes en el subnivel R4L,I.....	210
Tabla 23. Estatus de pozos en el yacimiento R4L,I.....	210
Tabla 24. Barreras Preventivas establecidas para las amenazas identificadas en el diagrama de corbata para el proyecto de almacenamiento de CO ₂ en el campo Zapatos.....	214
Tabla 25. Barreras de Mitigación establecidas para las amenazas identificadas en el diagrama de corbata para el proyecto de almacenamiento de CO ₂ en el campo Zapatos.....	215

INDICE DE ABREVIATURAS

- AIE: Agencia de Energía
- ANN: Artificial Neural Networks / Redes Neuronales
- AN: Arena Neta
- ANP: Arena Neta Petrolífera
- APM: Algoritmo Perceptrón Multicapa
- AT: Arena Total
- CAPO: Contacto Agua-Petróleo
- CCS: *Carbon Capture Storage*
- CCUS: *Carbon Capture Utilization and Storage*
- CG: Calentamiento Global
- CGR: Gamma Ray Espectral
- DT: Registro Sónico
- ECBM: *Enhanced Coal-Bed Methane*
- EOR: *Enhanced Oil Recovery* / Recuperación Mejorada de Petróleo
- FR: Factor de Recobro
- GEI: Gases de Efecto Invernadero
- GR: Gamma Ray
- INTEVEP: Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo
- IPCC: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
- MFS: Maximum Flooding Surface
- MRS: Maximum Regressive Surface
- NPHI: Registro de Neutrón
- PDVSA: Petróleos de Venezuela
- PERM: Permeabilidad
- PHIE: Porosidad Efectiva
- PHIE_PRED: Porosidad Efectiva Red Neuronal

RAP: Relación Agua-Petróleo

RD: Resistividad Profunda

RES: Resistividad

RHOB: Registro de Densidad

SB: *Sequence Boundary* / Superficie Subaérea

SI: Sin Información

SP: Potencial Espontáneo

USGS: U.S. Geological Surface / Servicio Geológico de Estados Unidos

Vsh: Volumen de Arcilla

INTRODUCCIÓN

El calentamiento global (CG) es un fenómeno que ha generado amplias controversias sobre sus causas. Si bien los ciclos naturales, como los de *Milankovitch* y otros factores, han influido en el clima terrestre a lo largo de la historia, la evidencia científica como lo señala el *Integrated Carbon Observation System* (ICOS) justifica que las actividades antropogénicas asociadas a la industrialización son responsables de una parte importante del aumento de gases de efecto invernadero en la atmósfera, en los últimos 150 años. (ICOS, 2024).

La presencia de estos gases de efecto invernadero (GEI) o por sus siglas en inglés *Greenhouse Gases* (GHG), genera variaciones en la composición de la atmósfera del planeta, la cual está constituida por un 78,084% de nitrógeno (N₂), un 20,946% de oxígeno (O₂) y un 0,04338% de GEI, principalmente un 0,0407% de dióxido de carbono (CO₂) en la actualidad. El dilema radica en que, a medida que se incrementan los forzamientos y retroalimentadores del CG, el aire cálido retiene más humedad, aumentando así el vapor de agua H₂O que atrapa el calor, lo que favorece la mayor concentración de GEI, los cuales, al permanecer estables con el tiempo, incrementan la temperatura del planeta.

En 2015, 196 países ratificaron el Acuerdo de París, un tratado internacional vinculante cuyo objetivo principal es limitar el aumento de la temperatura global entre 1,5°C y 2°C a largo plazo, la reducción de emisiones de CO₂ del 30 % al 45 % para 2030 y de alcanzar cero emisiones netas para 2050 (AIE, 2021). El Artículo 2 del acuerdo define las Contribuciones Nacionales Determinadas (CND), estas contribuciones incluyen medidas de adaptación y mitigación, deben actualizarse cada cinco años y abarcan también la compensación de emisiones, que consiste en reducir, evitar o secuestrar unidades de CO₂ para contrarrestar emisiones en otras áreas (PNUD, 2023). Este acuerdo no se ha cumplido a cabalidad en todos los países que lo avalaron; sin embargo, en la 29.^a Conferencia de las Partes (COP29) a celebrarse en noviembre de 2024, sigue como un punto central en la agenda la reforma de la arquitectura financiera mundial para mantener el objetivo de 1,5 °C a nuestro alcance.

En este orden de ideas, el crecimiento del consumo energético de la población incrementa progresivamente su demanda. En la actualidad, no es posible plantearse una sustitución parcial o total de los combustibles fósiles, pues son la fuente de energía más asequible. Sin embargo, la emisión descontrolada de 36,8 gigatoneladas de

CO₂eq/año proviene de 7 sectores industriales, principalmente del sector energético (73,2%), promoviendo así sistemas económicos que no son sustentables, al utilizar los recursos energéticos de manera que se compromete el sustento de las generaciones futuras. La otra cara de la moneda señala que la demanda de petróleo podría seguir aumentando, hasta alcanzar los 116 millones de barriles diarios en 2045, representando un incremento del 25 %, siendo el principal recurso energético primario, supliendo así más del 50 %, a nivel mundial (OPEP, 2024).

La comunidad geocientífica y petrolera tiene la oportunidad de demostrar que es fundamental diversificar las matrices energéticas de los países y adoptar tecnologías de mitigación climática, así lo certifica el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), órgano de las Naciones Unidas encargado de evaluar la ciencia relacionada con el cambio climático.

CAPÍTULO I

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Algunos investigadores han argumentado que a fin de evitar los efectos catastróficos del cambio climático en la tierra, el aumento global de la temperatura necesita limitarse a no más de 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales. En la actualidad, la tierra posee un calentamiento superior al 1,35 °C, siendo este el registro de temperatura más alto de los últimos 75 años y aparentemente todo indica que esta tendencia continúa yendo al alza. Para mantener el calentamiento global por debajo de 1,5 °C, tal como se exige en el Acuerdo de París, es necesario que las emisiones se reduzcan alrededor del 45 % para 2030 y que se alcance el cero neto hacia 2050 (AIE, 2020).

El sector energético constituye la fuente de cerca de tres cuartos de las emisiones de gases de efecto invernadero en la actualidad y encierra la clave para evitar los efectos del cambio climático. Si bien el CO₂ tiene un potencial de calentamiento global relativamente pequeño comparado con los otros gases, el volumen absoluto de CO₂ emitido a la atmósfera como subproducto de la quema de combustibles fósiles lo convierte en uno de los principales contribuyentes al efecto invernadero (Metz, B *et al.*, 2005). El contenido de CO₂ atmosférico de la Tierra aumenta como resultado de las emisiones tanto naturales como artificiales. Este gas permanece en la atmósfera durante varias décadas y es eliminado lentamente por los sumideros naturales que almacenan el CO₂ por tiempo indefinido (Bennaceur, K *et al.*, 2004).

La necesidad latente de capturar CO₂ es una problemática mundial y en todos los escenarios que limitan el calentamiento global, deben disminuir 53.786,04 Mton CO₂eq/año, implementando tecnologías climáticas. América Latina representa el 19% de las emisiones de GEI a nivel mundial y el territorio venezolano emite 169,52 Mton CO₂/año (EDGAR, 2023). La existencia de sectores complejos de mitigar en términos de reducción de emisiones debido a la creciente demanda comercial y socioeconómica (como la industria de cemento, plásticos y transporte), evidencia la necesidad de contribuir a la consecución de objetivos del Acuerdo de París no sólo mediante la reducción de emisiones, sino utilizando la remoción de CO₂ de la atmósfera y almacenando. Para ello, se deben implementar tecnologías de mitigación de dióxido de carbono, como lo son captura y almacenamiento de carbono, por sus siglas en inglés (CCS).

Si bien la captura por los momentos sigue siendo poco atractiva (137 \$/Ton CO₂-412

\$/Ton CO₂), el almacenamiento geológico de CO₂ se posiciona como la técnica climática más prometedora para alcanzar un escenario de disminución de emisiones a corto y mediano plazo. De acuerdo al *Global CCS Institute (2022)* el ritmo de almacenamiento cuenta con una capacidad de unos 40 millones de toneladas e históricamente, fue desarrollada ya que la mayor parte del CO₂ se ha utilizado para la recuperación mejorada de petróleo y gas, denominado por sus siglas en inglés (EOR/EGR) o CCUS, el cual después de ser inyectado, queda atrapado permanentemente en el espacio poroso que antes contenía petróleo.

En la actualidad, se han realizado algunos estudios de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (de sus siglas en inglés CCUS) en Venezuela y ha sido utilizado como método de recuperación mejorada. Se han realizado los primeros avances en materia CCS en yacimientos agotados de petróleo y gas en la cuenca Oriental con los estudios de Pens, M (2009), evaluando la factibilidad del almacenamiento de CO₂ en el Campo Santa Ana, así como Caballero, M (2010) quien realizó un estudio geológico para el almacenamiento de CO₂ en los campos Santa Rosa y Zapatos-Mata R sin embargo, la evolución del almacenamiento en más de una década, permite ahora desarrollar una investigación actualizada en dichos yacimientos, donde se contemplen la verificación y selección adecuada de un modelo estático propicio, madurez de la cuenca y evaluación del sello geológico, así como implementar herramientas de simulación dinámica en donde se analice a cabalidad la integridad del yacimiento piloto de interés mientras es sometido a la inyección del CO₂ en estado supercrítico, lo que permitirá evaluar su sensibilidad en tiempo y determinar y evaluar así los riesgos asociados.

1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION

1.2.1. Objetivo general

Realizar un análisis de la sensibilidad de riesgos del almacenamiento geológico de CO₂, asociado a la capacidad técnica de inyección, mediante un modelado dinámico en un yacimiento piloto en el campo Zapatos en el área mayor de Oficina, en la cuenca Oriental de Venezuela.

1.2.2. Objetivos específicos

1. Analizar los parámetros petrofísicos y dinámicos relacionados con la estabilidad del yacimiento en relación a la inyección del CO₂ y su almacenamiento.

2. Evaluar las propiedades físicas y químicas relacionadas con la integridad del sello para el almacenamiento del CO₂ y sus implicaciones en la selección del criterio de atrapamiento.
3. Comparar la causalidad y relación de las fuentes de CO₂ y sus propiedades específicas con la capacidad de inyección para cada yacimiento asociado (posibilidad de almacenamiento).
4. Proponer una matriz de riesgo para evaluar la viabilidad del almacenamiento geológico de CO₂ en los yacimientos potenciales.
5. Examinar el Campo Zapatos de la cuenca Oriental de Venezuela para seleccionar un yacimiento piloto agotado para el almacenamiento de CO₂.
6. Predecir la capacidad técnica de inyección de CO₂ en el yacimiento piloto ubicado en la cuenca Oriental mediante un modelado dinámico.
7. Analizar la sensibilidad de riesgos del almacenamiento geológico de CO₂ asociado a los resultados de capacidad de inyección de CO₂.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Venezuela es un país con una actividad petrolera sustancial, la cual es crucial para su desarrollo económico y productivo. Según los cálculos de Hernández, N (2022), el venteo y quema de gas han alcanzado un volumen de 1.715 millones de pies cúbicos diarios (MPCD), equivalente al 56,5 % del gas asociado producido en el país. Este fenómeno ocurre principalmente en el estado Monagas, algunas plantas en Anzoátegui y la Faja Petrolífera del Orinoco. Sin embargo, hasta ahora no se ha promovido una gestión para desarrollar técnicas que instauren la economía del carbono, lo que provoca que el CO₂ generado durante la producción y quema de combustible se emita a la atmósfera.

Venezuela emite 169,52 Mton CO₂/año, lo que representa el 0.3 % de las emisiones mundiales (EDGAR,2023) y según *McKinsey and Company* (2021), se podrían establecer aproximadamente 700 centros de CCUS en todo el mundo. En Latinoamérica, existen solo tres proyectos de CCS, todos en Brasil (02 comerciales y 01 piloto). A pesar de su gran potencial, la mayoría de estos centros están ubicados cerca de yacimientos potenciales o donde se puede aplicar la recuperación mejorada de petróleo/gas (EOR/EGR). Venezuela posee una capacidad estimada de almacenamiento de entre 4.500 y 5.000 megatoneladas (*McKinsey and Company*, 2021), contribuyendo para ello tanto la existencia de espacio natural para almacenamiento geológico como la extraordinaria disponibilidad de gas y crudos livianos, pesados y extra-pesados, abriendo una importante oportunidad para

capitalizarlos de modo carbono-neutral y aportando a requerimientos previsibles de la Transición Energética. En Estados Unidos, existe un incentivo conocido como *Tax Credit de Carbono* de 85\$/Ton CO₂ para CCS y 60\$/ TonCO₂ en EOR o manufactura, lo que representa una oportunidad de negocio a largo plazo para la región y para la nación en el ámbito energético, al implementar políticas de fomento para la sostenibilidad de la práctica de CCS.

En este orden de ideas, el almacenamiento en formaciones sedimentarias, especialmente en campos de petróleo agotados, es la técnica más madura para almacenar CO₂ capturado de fuentes puntuales, con proyectos comerciales activos que actualmente almacenan entre 3,7 y 4,2 millones de toneladas de CO₂ al año (CIEMAT, 2007). Esto representa una ventaja para un país con una industria petrolera desarrollada y con sistemas de datos que incluyen la caracterización de yacimientos, sellos probados y campos petroleros maduros y prospectivos, lo que garantiza un almacenamiento seguro y permite la posible reutilización de la infraestructura existente.

La mitigación del impacto de los combustibles fósiles en el cambio climático puede lograrse mejorando la eficiencia de la combustión y del uso final, al mismo tiempo que se despliegan tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) de la atmósfera, contribuyendo así a los objetivos del cero neto. La captura y almacenamiento de CO₂ surge como una medida complementaria para enfrentar estos desafíos y para neutralizar el impacto de la actividad humana en las emisiones de CO₂ (*World Energy Council, 2024*)

1.4. ALCANCE

El presente Trabajo Especial de Grado se plantea con la finalidad de formular un análisis de sensibilidad asociado a un estudio de la factibilidad del almacenamiento de CO₂ en el Campo Zapatos, edo. Anzoátegui, Venezuela.

Se pretende que el estudio sea precursor del análisis del almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos agotados a nivel nacional, al poseer Venezuela gran cantidad de yacimientos de hidrocarburos caracterizados durante décadas. De tal manera, el estudio propondrá establecer un análisis pragmático para la identificación de zonas potenciales de almacenamiento de CO₂ en el área estudiada, definiendo así una metodología clara para el estudio y evaluación de parámetros que representen la correcta selección de un yacimiento potencial para la práctica, la posterior evaluación mediante la simulación dinámica y el análisis de sensibilidad de riesgos que conlleva el asertividad del área de

selección de almacenamiento.

1.5. LIMITACIONES

Debido a la naturaleza de este trabajo, se presentan ciertas limitaciones que condicionan el desarrollo del mismo. Principalmente, destaca que la línea de investigación se está retomando luego de más de una década, por lo que el registro de estudios relacionados con la captura y almacenamiento geológico de CO₂ en Venezuela todavía se encuentra en fases prospectivas.

En este orden de ideas, la escasez y calidad de datos representa una importante limitación para el procesamiento de los mismos. En el modelo estático, los datos disponibles en la zona de estudio asociados a los registros de pozos, proceden de diversas campañas de exploración, principalmente en la década de los 60 's, generando así un modelo petrofísico con cierto grado de incertidumbre, lo que impacta directamente a la estructura del modelo estático al carecer de registros significativos (como el de densidad - neutrón y sísmico) en diversos pozos para realizar el cálculo de porosidad, condicionando en cierta medida la metodología convencional asociada al procesamiento de los datos petrofísicos y forzando a los investigadores a cursar medidas alternativas para la predicción de los mismos. Asimismo, para los datos de producción fueron escasos los puntos de presión históricos para el análisis dinámico. No se contaron con datos geomecánicos para realizar los análisis de integridad estructural en la zona de estudio.

Por último, la limitación de tiempo se hace presente en la investigación puesto que, al ser un proyecto innovador en el ámbito nacional, la accesibilidad a gran cantidad de datos de pozos y formaciones permeables condiciona la factibilidad de realizar un análisis comparativo de diversos yacimientos en totalidad.

1.6. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

En la actualidad, de acuerdo al *Global Carbon Institute* (2022), se encuentran 126 centros de CCS comerciales y proyectos pilotos en Estados Unidos. Sin embargo, en la región de América Latina, los objetivos globales están un poco ralentizados pues solo posee tres proyectos de CCS en Brasil (dos comerciales y un piloto), e identifica zonas prospectivas en Colombia (Figura. 1). No obstante, dichos estudios cuentan con significativos avances para desarrollar un proyecto piloto en Venezuela.



Figura 1. Centros de CCS en el mundo, donde se observa la distribución en color verde (proyecto a escala comercial), y en negro (proyecto piloto). Véase la escasez de proyectos de este tipo en la Región de América Latina. Fuente: Facilities - *Global CCS Institute* (2022)

1.6.1 Casos internacionales CCS

MEDINA, J. et al., (2014) publicaron en el *Global CCS Institute* el manual “*Brazilian Atlas of CO₂ Capture and Geological Storage*”, en el cual presentaron las estrategias de la nación para descarbonizar. Esta evaluación valoró todas las cuencas sedimentarias, según 7 criterios relacionados con las etapas de un proyecto de CCS: existencia de yacimientos de carbón, existencia de datos en formaciones salinas, presencia de yacimientos maduros de petróleo/gas, producción activa de hidrocarburos, capacidad teórica de almacenamiento de CO₂, fuentes emisoras coincidentes, existencia de infraestructuras de transporte (oleoductos y terminales); y así dividieron el territorio brasileño en tres zonas prospectivas según su potencial, que van desde el alto (verde), medio (naranja) y bajo (rojo).

AGARTAN, E. et al., (2018) establecen que los yacimientos agotados de petróleo y gas son candidatos importantes para el almacenamiento geológico de CO₂. Este estudio se centra en evaluar cuantitativamente la capacidad de almacenamiento de CO₂ en yacimientos agotados en las regiones marinas del Golfo de México. Se simuló el almacenamiento de CO₂ en 461 yacimientos agotados de un total de 3,514.

Los resultados mejoraron la ecuación del Departamento de Energía (DOE) para estimar recursos de almacenamiento de CO₂, correlacionando y

mejorando el factor de eficiencia revisado (EOR/EOG) con el factor de recuperación de hidrocarburos. Se desarrolló una correlación basada en el balance de materiales, permitiendo estimaciones directas del volumen de almacenamiento de CO₂ usando datos de producción existentes. La capacidad de almacenamiento de CO₂ en todos los yacimientos agotados es de 4.748 millones de toneladas (MMt), aumentando a 21,570 MMt cuando se incluyen yacimientos activos. Con una presión de inyección de 5.000 psi, a estos volúmenes se reducen a 4.075 MMt y 15.800 MMt, respectivamente, permitiendo así estimaciones más precisas para yacimientos agotados tanto terrestres como marítimos.

YÁÑEZ, E. et al., (2020) presentaron, para el International Journal of Greenhouse Gas Control, el artículo “*Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry*”. Su investigación reveló una estrategia de mitigación a la industria petrolera colombiana, mediante la identificación de 13 yacimientos petrolíferos prospectivos para implementar EOR, teniendo en cuenta que los pozos deben cumplir con los siguientes aspectos: petróleo original en sitio (POES) con un volumen mínimo de 50 MMBbl, proceso de inundación de agua existente y alta presión original; determinando así la factibilidad del almacenamiento de CO₂ y los potenciales de recuperación de petróleo (EOR), suponiendo un suministro ilimitado de CO₂, basándose en las propiedades geológicas del yacimiento y el factor de recuperación de petróleo esperado, API y profundidad

MURUGESU, M et al., (2023) en una publicación para International Journal of Greenhouse Gas, titulada “*Control Carbon storage capacity of shale formations: Mineral control on CO₂ adsorption*”, tuvo como objetivo de estudio determinar hasta qué punto los atributos minerales afectan a los espacios porosos accesibles para el CO₂, utilizando la adsorción a baja presión, se demostró que los análisis multivariables son clave para comprender las relaciones litológicas con absorción y disolución del CO₂ en el yacimiento.

Se destaca que la materia orgánica favorece la absorción, sobre todo, con la maduración térmica, tanto de la materia orgánica como de los minerales

arcillosos, mientras que la inorgánica, es decir, los minerales como carbonato, el cuarzo, el feldespato potásico, la plagioclasa y la piritita se consideran no absorbentes y poseen una relación inversa con la adsorción de CO₂. No obstante, también se destaca que el agua quimisorbida en las intercalaciones minerales de calcita puede disolver CO₂

1.6.2 Riesgos asociados a un proyecto de CCS

1.6.2.1 Proyecto Castor, España: sismicidad inducida

El proyecto Castor (mar adentro en el este de España) afectó a un yacimiento petrolífero agotado (yacimiento de Amposta) seleccionado para el almacenamiento temporal de gas natural. El yacimiento está formado por caliza dolomítica fracturada y karstificada. Se pretendía almacenar 1.300 Mm³ para satisfacer el 25 % de las necesidades de CCS en el país. El estudio tenía parámetros no concluyentes de las características del yacimiento, especialmente la distribución de la porosidad, y la capacidad de sellado de la roca sello eran suficientes para este proyecto. Así mismo, no se consideró la posibilidad de sismicidad inducida (a pesar de que no se habían realizado inyecciones previas en el yacimiento, porque se había producido bajo una conducción natural de agua), por lo que 3 días después de la inyección, una serie de terremotos con una magnitud de momento sísmico Mw > 4 se desató (Cesca, S *et al.*, 2021). Se cerró definitivamente 6 años después. Posteriormente, se evidenció que la gestión de riesgos asociados a la evaluación de la estabilidad de la falla antes de la inyección de gas habría identificado el riesgo de sismicidad inducida (Vilarrasa, V *et al.*, 2021).

1.6.2.2 Campos *Huntsman* y *West Engelland*, EE.UU.: fluidos inyectados que migran fuera del sistema de confinamiento previsto

El yacimiento de *Huntsman* (Nebraska, EE.UU.) producía 28 mil millones de pies cúbicos de gas antes de su conversión a almacenamiento de gas en 1963. En 1968, se descubrió el yacimiento de gas de *West Engelland*, adyacente al de *Huntsman* tenía una presión de yacimiento mucho más

baja que la presión inicial del yacimiento *Huntsman*, lo que implicaba algún tipo de conexión de presión. A continuación, se explotó en recursos el yacimiento de *West Engelland*, que a principios de los años ochenta producía cinco veces más gas que el gas in situ original. Mientras tanto, el yacimiento de gas de *Huntsman* experimentaba importantes reducciones inexplicables de la presión del yacimiento, que acabaron atribuyéndose a la inclinación del contacto gas-agua, lo que permitió que el gas migrara del yacimiento de *Huntsman* al de *Engelland Oeste*.

1.6.2.3 Yacimiento de *Tordis*, Noruega: identificación errónea de un depósito de almacenamiento

En el yacimiento de *Tordis*, en el sector noruego del Mar del Norte, se inyectó agua oleosa para su vertido en un acuífero poco profundo que se creía que eran las arenas de *Utsira*, un yacimiento bien conocido y de buena calidad. Sin embargo, un error de correlación identificó erróneamente el yacimiento previsto (posteriormente se descubrió que las arenas de *Utsira* no estaban presentes en la zona del yacimiento de *Tordis* debido a un *pinch out*). En su lugar, el agua se inyectó en un lente de arena del Grupo *Nordland*. Como esta lente tiene un volumen limitado, la presión del yacimiento aumentó rápidamente durante la inyección y se rompió el sello, lo que provocó la fuga de fluidos y la filtración de agua oleosa hacia el fondo marino. A raíz de esto, como las arenas de *Utsira* son el depósito de almacenamiento de CO₂ del proyecto de almacenamiento de carbono de *Sleipner*, las organizaciones ecologistas empezaron a cuestionar la seguridad del almacenamiento de CO₂ en las arenas de *Utsira*, lo que demuestra cómo el fracaso de un proyecto puede implicar a otros (Bjureby, E *et al.*, 2009).

1.6.2.4 Proyecto In *Salah* (Argelia): el sellado superior se ve comprometido, migración de fluidos en una dirección imprevista

El proyecto de almacenamiento CO₂ de In *Salah* (Argelia) es un ejemplo de acontecimientos inesperados que provocaron la finalización anticipada de un proyecto. La inyección de CO₂ se llevó a

cabo en tres pozos situados aguas abajo del yacimiento de gas de *Krechba*, parcialmente agotado. La inyección en estos pozos generó una elevación de hasta 2,5 cm en la superficie a partir de 2010, creó fracturas que podrían comprometer el sello superior, y formó una vía de flujo entre el pozo inyector KB-502 y el pozo de observación KB-5 (White, J *et al.*, 2014).

1.6.2.5. Proyecto *Sleipner*, Noruega: subestimación de la heterogeneidad del yacimiento

El proyecto *Sleipner*, con un historial de inyección de más de 25 años y un volumen total de más de 20 Mt de CO₂ inyectado, es un ejemplo paradigmático de proyecto de CCS con éxito. El análisis previo a la inyección de la heterogeneidad del yacimiento a partir de los datos de los pozos identificó múltiples lutitas de 1 m de espesor dentro de una secuencia de yacimientos de 300 m de espesor (Zweigel, *et al.*, 2004). Al proceder a la inyección, las lutitas actuaron como deflectores, limitando el movimiento ascendente del CO₂ desde el punto de inyección hasta la parte superior del yacimiento. En lugar de acumularse bajo el sello superior, como se esperaba, una parte sustancial del CO₂ inyectado quedó atrapada bajo los deflectores y migró lateralmente. Sin embargo, esto beneficia al proyecto, ya que da lugar a un mayor volumen de almacenamiento y a una menor presión de flotación contra la roca sello (Cowton *et al.*, 2018; Ringrose 2018).

1.6.2.6. EDLMANN, K (2021) en el trabajo *Risk Assessment in Geological Storage of CO₂* identificando un flujo de trabajo de la gestión de riesgos donde establece las 44 posibles vías de fuga de CO₂ y los factores de impacto que influyen en la fuga de CO₂ estableciendo así en su estudio una matriz de riesgo de fuga de CO₂ asociado a niveles de riesgo, las categorías principales a analizar las son: propiedades de la matriz de la roca sello, alteración mineral de la roca sello, fluidos: inyectados, de formación y migratorios, estrés y fracturamiento, entorno del pozo.

1.6.3. Casos nacionales CCS

VELÁSQUEZ, D. (2005) realizó en su trabajo de grado ante la UCV titulada “identificación de áreas favorables para el almacenamiento de dióxido de carbono en yacimientos agotados de petróleo y gas en la Provincia 50 del USGS (Plataforma de Florida, Estados Unidos)”. Sus resultados afirman que el Campo *Bear Island*, en la Formación *Sunniland* constituye una excelente estructura potencial para el almacenamiento de CO₂ de manera segura y eficiente, lo que se consideraría una reducción anual del 3% las emisiones totales en Florida.

PENS, L. (2009) realizó un trabajo titulado “Estudio de factibilidad para almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos agotados, ubicados en el campo Santa Rosa - Municipio Anaco, Estado Anzoátegui”. Utilizó diez pozos correspondientes a tres arenas agotadas de este campo VEC2, VEE1 y VEF1. Sus resultados confirmaron factibilidad de realizar el almacenamiento de CO₂ a 5103’ para la primera, 9705 ft para la segunda y 1669 ft para la tercera, respectivamente, debido a que los análisis de RX antes y después de la inyección demuestran que la interacción roca-CO₂ a temperatura del yacimiento es de tipo física y que ocurre quimisorción. Así mismo, se validó que las lutitas de espesor promedio de 100-200 ft garantizan un buen sello.

CABALLERO, M. (2010) realizó un trabajo especial de grado titulado “Estudio geológico para el almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo y gas, ubicados en el área mayor de Anaco y Oficina, estado Anzoátegui”, se determinó la integridad y capacidad de los yacimientos Santa Rosa (A) y Zapato Mata R (B). Se analizó que los registros petrofísicos vs mapa de porosidad son la herramienta técnica más fiable y que mejor se ajusta al determinar la capacidad de almacenamiento. Por otro lado, también se constató que la velocidad de llenado de un yacimiento es directamente proporcional a la cercanía de la fuente; por tanto, teóricamente, llegaría a su capacidad de almacenamiento máximo el B antes que A.

1.6.4. Antecedentes para el Campo Zapatos

CABRERA, J. et al., (2000), al lado del campo zapatos, en el campo Aguasay, se realizó el Informe Final de Estudio Integrado Carisito-Aguasay Central Distrito Anaco, donde se evaluaron 168 pozos y 1639 yacimientos, mediante la realización del modelo estático y dinámico, donde seleccionaron 03 niveles

principales en los intervalos F7, R4 y S1-S3 de la Formación Oficina.

MARIN, Z *et al.*, (2024), en la filial de PDVSA INTEVEP realizaron el informe técnico titulado “Modelo Petrofísico de las unidades operacionales de los yacimientos pertenecientes a las formaciones Oficina y Merecure, dentro del Campo Mata R, Área Mayor de Oficina” con el objetivo de generar el Modelo Petrofísico para dichas formaciones en 118 pozos ubicados dentro del Campo Mata R. La investigación sentó las bases de los criterios y parámetros petrofísicos a considerar para la obtención del modelo de volumen de arcilla, modelo de porosidad, modelo de saturación y obtención de permeabilidades en el cuadrante del Campo Mata R.

ANZOLA, H *et al.*, (2018), en la filial de PDVSA INTEVEP, realizaron el informe técnico titulado: Recuperación Mejorada de Crudo por Inyección de CO₂, bajo condiciones del yacimiento, R4U ZM 312, Campos Zapatos-Mata R; utilizaron el núcleo compuesto ZG-356, y crudo del MVR18L recombinado a 1.229 lpc y 284 °F, se realizó un desplazamiento (agua, crudo, gas), con una tasa de inyección de 0,1 ml/min, con registro constante de la caída de presión; posteriormente, al tener el núcleo Swi se inicia una inyección de 0,02 ml/min hasta inyectar 1,2 VP de gas, deteniendo la presión de fluidos, con una presurización del sistema de 2.500 psi (presión a la que se estima que hay solubilidad de CO₂), dejando las condiciones estáticas para favorecer la interacción crudo gas. Se determinó que el factor de recobro al inyectar CO₂ fue de 34 %, con una saturación de crudo original de 42,02 % y no se recuperó más crudo después de la presurización del sistema.

1.7. UBICACION

El presente estudio se desarrolló en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el estado Anzoátegui, en el área Mayor de Oficina (AMO) y en el cuadrante de Zapatos-Mata R, con una extensión aproximada de 80,253 Km², a 50 km de la ciudad de Anaco (Figura 2). El sistema de referencia empleado en el proyecto es el mismo del estudio Integrado de Zapatos- Mata R INTEVEP, siendo este el UTM huso 20 (Datum La Canoa), y el área de interés se encuentra entre las coordenadas 1.010.000 a 1.020.000 UTM Norte y 375.000 a 395.000 UTM Este.

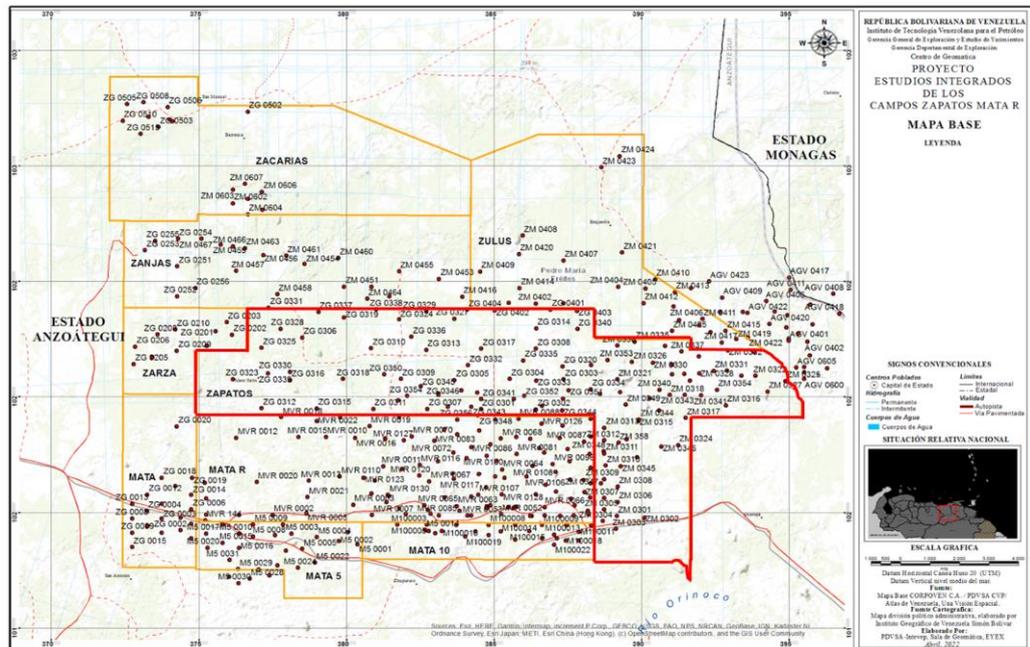


Figura 2. Cuadrante del Campo Zapatos Mata R, estado Anzoátegui, Venezuela. Véase en color rojo el área de estudio, el campo Zapatos. Imagen extraída y modificada del Proyecto de Estudios Integrados de Zapatos Mata R (2024)

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Calentamiento Global

El calentamiento global se refiere al aumento de la temperatura global en superficie con respecto a un período de referencia, promediado durante un periodo suficiente para eliminar las variaciones interanuales (por ejemplo, 20 o 30 años). Una elección común para la línea de base es 1850-1900 (el período más antiguo de observaciones fiables con suficiente cobertura geográfica), con líneas de base más modernas utilizadas, dependiendo de la aplicación (IPCC, 2021).

2.2. Cambio Climático

De acuerdo al Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) en su artículo uno define al cambio climático como "un cambio climático atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la global de la atmósfera, además de la variabilidad climática natural observada en periodos

comparables". Es así como el CMNUCC asocia la variabilidad climática a las actividades humanas principalmente (IPCC,2021).

2.3. Cero Neto (*Net Zero*)

De acuerdo al *World Resources Institute*, el Cero Neto implica la reducción de los gases de efecto invernadero producidos por los humanos a un nivel tan cercano de cero como sea posible, asegurándose de que las emisiones remanentes sean balanceadas con cantidades equivalentes de remoción de carbono de la atmósfera para neutralizar los impactos de la humanidad en el clima del planeta.

Lograr el cero neto requeriría un planteamiento en dos partes: en primer lugar, las emisiones de origen humano (como las de vehículos y fábricas que utilizan combustibles fósiles) deben reducirse lo más posible. A su vez, las emisiones restantes deben compensarse con una cantidad equivalente de eliminación de carbono, que puede producirse mediante enfoques naturales como la restauración de los bosques o mediante tecnologías como la captura y almacenamiento de CO₂, que depuran el carbono directamente de la atmósfera (Boehm, S 2023).

2.4 Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), los gases de efecto invernadero se definen como "componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y emiten radiación en longitudes de onda específicas dentro del espectro de radiación (forma de energía térmica) emitida por la superficie terrestre, por la propia atmósfera y por las nubes, causando el efecto invernadero". Estos gases contribuyen al calentamiento global y al cambio climático en el planeta (IPCC, 2021).

En cuanto a su origen, los gases de efecto invernadero se dividen en naturales y sintéticos (producidos por el hombre). Los primeros son generados por fenómenos como el vulcanismo, la descomposición de plantas y la liberación de gases de efecto invernadero por los océanos. Los segundos son producidos por procesos industriales, como la generación de energía y el transporte mediante recursos no renovables (carbón, gas natural y petróleo), así como otros procesos industriales (Figura 3).

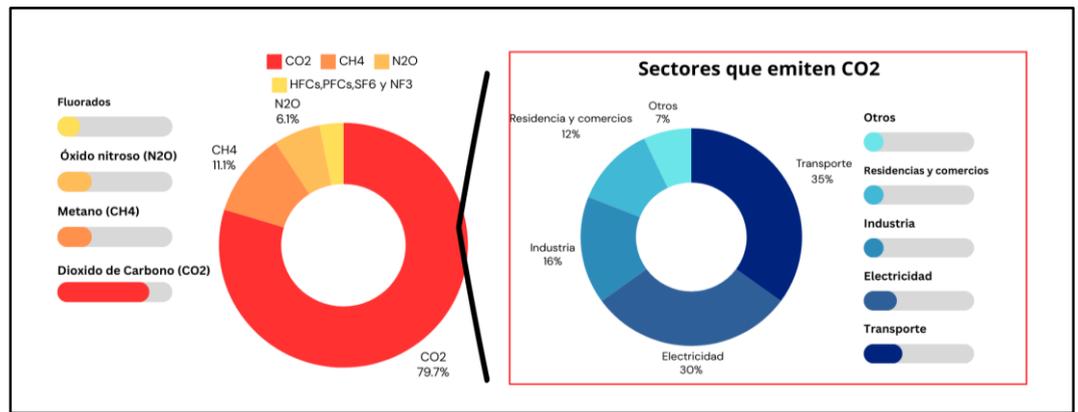


Figura 3. Se puede identificar que las emisiones totales en 2022 ascienden a 6.343 millones de toneladas métricas de CO₂ equivalente, donde el CO₂ representa el 79,9%. Entre los sectores que emiten más GEI, se destaca el sector transporte con 35%, electricidad con 30% e industria en general 16%. Se debe destacar que todas las estimaciones de emisiones proceden del inventario de emisiones y sumideros de gases de efecto invernadero de Estados Unidos: 1990-2022. Gráfico elaborado con la información extraída de (EPA, 2024)

2.5 Principales Gases de Efecto Invernadero y sus consecuencias

En el acuerdo medioambiental adoptado por las partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), el protocolo de Kyoto establece en 1997 que para disminuir considerablemente el calentamiento global, se debe monitorear la emisión de gases de efecto invernadero. Los no fluorados: vapor de agua, dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O); y los fluorados: hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC), hexafluoruro de azufre (SF₆) y trifluoruro de nitrógeno (NF₃) (Tabla 1).

El vapor de agua es el principal GEI, pero también es el más variable. El CO₂ es el segundo principal GEI y es el GEI más antropogénico. El metano y el óxido nitroso son los terceros y cuartos principales GEI, respectivamente. Los gases fluorados son los GEI más potentes, pero también son los más raros (PNUD, 2023).

Tabla 1. Principales gases de efecto invernadero asociados a las actividades humanas. Fuente: Climate Indicators (2024)

Gases de efecto invernadero	Fuente primaria	Tiempo de vida en la atmósfera (años)	Potencial de calentamiento global a 100 años (medido en capacidad de absorción térmica – W/m ²)
CO ₂	<p>A través de la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón), industrialización (cemento, plásticos, industria de transporte), residuos sólidos, árboles y productos de madera.</p> <p>Los cambios en el uso del suelo también influyen. La deforestación y la degradación del suelo añaden dióxido de carbono a la atmósfera.</p>	*	1
CH ₄	<p>Se emite durante la producción y el transporte de petróleo y gas natural, así como de carbón. Las emisiones de metano también se derivan de las prácticas ganaderas y agrícolas y de la descomposición anaeróbica de los residuos orgánicos en los vertederos municipales de</p>	11,8	27,0-29,8

	residuos sólidos.		
N ₂ O	Se emiten durante las actividades agrícolas e industriales, así como durante la combustión de combustibles fósiles y residuos sólidos.	109	273
Fluorados	Estos gases se emiten a partir de diversos procesos industriales y usos comerciales y domésticos y no se producen de forma natural. A veces se utilizan como sustitutos de sustancias que agotan la capa de ozono, como los clorofluorocarbonos	De unas semanas a miles de años (muy variable)	El más alto es el SF ₆ con 25.200)

Tabla 1.(*) La vida útil del dióxido de carbono no puede representarse con un único valor porque el gas no se destruye con el tiempo, sino que se desplaza entre las distintas partes del sistema océano-atmósfera-tierra. Parte del dióxido de carbono sobrante se absorbe rápidamente (por ejemplo, por la superficie del océano), pero otra parte permanecerá en la atmósfera durante miles de años, debido en parte al proceso muy lento por el que el carbono se transfiere a los sedimentos oceánicos.

Las grandes fuentes puntuales de CO₂ incluyen las grandes instalaciones energéticas de combustibles fósiles o biomasa, las grandes industrias emisoras de CO₂, la producción de gas natural, las plantas de combustibles sintéticos y las plantas de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles (Tabla 2).

Tabla 2. Perfil por proceso o actividad industrial de las grandes fuentes estacionarias mundiales de CO₂ con emisiones superiores a 0,1 millones de toneladas de CO₂ (Mt CO₂) al año. Fuente: *Carbon Dioxide Carbon and Storage*, IPCC (2005)

Proceso		Número de Fuentes	Emisiones
Combustibles Fósiles	Energía	4.942	10.539
	Producción de cemento	1.172	932
	Refinerías	638	798
	Siderurgia	269	646
	Industria Petroquímica	470	379
	Procesamiento de petróleo y gas	No disponible	50
	Otras fuentes	90	33
Biomasa	Bioetanol y bioenergía	303	91
TOTAL		7.887	13.466

2.6. Dióxido de Carbono (CO₂)

Es un gas inodoro e incoloro que está compuesto por un átomo de carbono y dos de oxígeno (CO₂), se encuentra en la atmósfera naturalmente, en aproximadamente unas tres centésimas de un por ciento en volumen. De forma natural, es producto de la respiración y la fermentación, cuando las plantas absorben dióxido de carbono mediante fotosíntesis y de manera antrópica, cuando cualquier sustancia que posee carbono (C) entra en combustión, como, por ejemplo, la quema de combustibles fósiles.

Con una capacidad calorífica de 0,821 J/g°C, lo que significa que al encontrarse en atmósfera puede absorber y retener calor, contribuye al efecto invernadero y al calentamiento global (Tabla 3).

Tabla 3. Propiedades específicas del CO₂. Fuente: IPCC, 2005

Propiedad	Valor	Unidades	Descripción
Estado de la materia (en	Gas		El CO ₂ es un gas a temperatura y

condiciones normales)			presión ambiente (25°C y 1 atm).
Fórmula química	CO ₂		Dióxido de carbono, un compuesto de carbono y oxígeno.
Masa molar	44,01	g/mol	Peso molecular del CO ₂ .
Densidad (a 1 atm y 0°C)	1,977	kg/m ³	Densidad del CO ₂ en condiciones estándar de temperatura y presión.
Punto de fusión	-78,5	°C	Temperatura a la cual el CO ₂ se sublima directamente de sólido a gas.
Punto crítico (T, P)	31,1 °C; 7,38 MPa	°C, MPa	Combinación de temperatura y presión críticas en las cuales el CO ₂ alcanza un estado supercrítico.
Capacidad calorífica específica (Cp)	0,821	J/g°C	Capacidad calorífica a presión constante, cantidad de calor necesario para elevar la temperatura de 1 g de CO ₂ en 1°C.
Capacidad calorífica (C)	37,135	J/mol·K	Capacidad calorífica molar a presión constante.
Conductividad térmica	0,0166	W/m·K	Capacidad del CO ₂ para conducir calor.
Solubilidad en agua (a 25°C)	1,45	g/L	Cantidad de CO ₂ que se puede

			disolver en agua a 25°C y 1 atm.
Constante de Henry (a 25°C)	3,3	$\times 10^3 \text{ atm}\cdot\text{m}^3/\text{mol}$	Constante de equilibrio que describe la solubilidad del CO ₂ en agua, relevante para procesos de absorción en cuerpos de agua.
Forzamiento radiativo	1.82	W/m ²	Medida del cambio en la energía neta que llega a la Tierra debido a un aumento en las concentraciones de CO ₂ .
Potencial de calentamiento global (GWP)	1	(referente)	Valor relativo que mide el impacto del CO ₂ sobre el calentamiento global en comparación con otros gases en un horizonte de 100 años (GWP de referencia).
Absorción infrarroja	15 micrómetros	Micrómetros	Longitud de onda a la que el CO ₂ tiene su mayor capacidad de absorción de la radiación infrarroja, contribuyendo al efecto invernadero.

2.7. Modelo de estudios integrados

La Gerencia Técnica de PDVSA, lo define como el análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, como unidad geológica integral, a fin de describir su

naturaleza y geometría, calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráfico, sedimentológico, petrofísicos y de fluidos en un modelo único que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de las reservas (Perdomo, C., 2006).

2.7.1 Área de almacenamiento

Volumen definido dentro de una formación geológica utilizado para el almacenamiento geológico de CO₂ y las instalaciones de superficie y de inyección asociadas (Della M., Craig, J., 2022).

2.7.2 Complejo de almacenamiento

El área de almacenamiento y el dominio geológico circundante que puede influir en la integridad y seguridad generales del almacenamiento, es decir, las formaciones de contención secundarias.

2.7.3 Modelo petrofísico

Es un procedimiento utilizado para interpretar datos petrofísicos (usualmente de registros adquiridos con herramientas operadas con cable). Los modelos petrofísicos representan un conjunto de ecuaciones, algoritmos u otros procesos matemáticos, con la finalidad de obtener métodos indirectos para calcular modelos que ayudan a predecir el comportamiento del sistema poroso permeable dentro del yacimiento, así como fluidos de interés. Principalmente se calcula el volumen de arcilla (V_{sh}), porosidad total (ϕ_t), porosidad efectiva, saturación de agua (s_{we}) y permeabilidad (k). Si se tiene disponibilidad, a menudo se calibra con datos de núcleo y producción (SLB, 2024).

2.8 Simulación de yacimientos

Es la construcción y operación de un modelo donde se integran todos los resultados generados en la fase de geología, petrofísica e ingeniería, capaz de reproducir el comportamiento real del yacimiento, donde por medio de las ecuaciones diferenciales y derivadas parciales describen los procesos físicos activos en el yacimiento, tales como transferencia de masa y movimiento de fluidos en medios porosos. La simulación tiene el objetivo final de reproducir la estimación a futuro técnico-financiera de un proyecto

(Perdomo, C., 2006).

2.9. Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)

La captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CO₂) es un proceso que consiste en separar el CO₂ de las fuentes industriales y energéticas, transportarlo a un lugar de almacenamiento y aislarlo de la atmósfera a largo plazo (IPCC, 2005).

El concepto de captura de carbono abarca una serie de técnicas tecnológicas diseñadas para capturar el dióxido de carbono (CO₂) proveniente de fuentes emisoras, como las plantas de energía basadas en combustibles fósiles o las instalaciones de producción de etanol. Tras capturar el CO₂, este se comprime y se transporta para ser almacenado, utilizado, o ambos.

El proceso de captura de carbono se divide en tres etapas principales: captura, transporte y almacenamiento (o utilización) del CO₂. Los métodos principales para capturar el CO₂ incluyen la captura postcombustión, la precombustión y la oxicomustión.

- La captura postcombustión implica la separación del CO₂ de los gases de combustión después de la quema del combustible, utilizando, por ejemplo, disolventes químicos.
- En contraste, la precombustión convierte el combustible en una mezcla de hidrógeno y CO₂ antes de la combustión; después de separar el CO₂, el hidrógeno restante puede usarse como combustible.
- La oxicomustión, por su parte, quema el combustible en presencia de oxígeno casi puro para producir CO₂ y vapor, capturando posteriormente el CO₂ generado.

Los sistemas de captura post combustión y oxicomustión pueden ser instalados en nuevas plantas o adaptados a instalaciones existentes que no fueron diseñadas con estos sistemas. En cambio, los métodos de precombustión requieren modificaciones significativas y son más adecuados para nuevas construcciones.

Las instalaciones actuales que emplean captura y almacenamiento de carbono (CCS) tienen la capacidad de capturar aproximadamente el 90% del CO₂ en los gases de combustión. Además, el CO₂ también puede ser capturado directamente del aire mediante ventiladores que aspiren aire y lo hagan pasar a través de medios con sorbentes sólidos o disolventes líquidos. Sin embargo, este método es más costoso debido a la baja concentración de CO₂ en el aire en comparación con los gases de combustión.

Una vez capturado, el CO₂ se comprime en forma líquida y se transporta a través de gasoductos, barcos, ferrocarriles o camiones cisterna. Posteriormente, puede ser inyectado en formaciones geológicas profundas, generalmente a una profundidad de al menos 1 kilómetro, para su almacenamiento a largo plazo en yacimientos de petróleo y gas agotados, yacimientos de carbón, o acuíferos salinos profundos, siempre que la geología lo permita. Se ha demostrado que hay suficientes reservas subterráneas a nivel mundial para cumplir con los objetivos climáticos, y la mayoría de los países con altas emisiones ya cuentan con recursos de almacenamiento disponibles.

Durante el proceso de captura, las impurezas asociadas a la composición del CO₂ capturado juega un papel fundamental para la posterior inyección en formaciones geológicas. A continuación, se describen las impurezas asociadas al proceso de CCUS.

2.10. Impurezas asociadas a la Captura, Transporte y Almacenamiento de CO₂

Debido a las limitaciones técnicas y económicas de los proyectos de captura y almacenamiento de CO₂, hay diferentes tipos de impurezas que podrían unirse al CO₂ en el flujo y provocar un gran problema en el transporte, la inyección y el almacenamiento del CO₂ (Wang, J *et al.*, 2011; Wetenhall, B *et al.*, 2014). Se prevé que las impurezas tengan un impacto importante en el comportamiento de fase de los flujos de CO₂, lo que tiene consecuencias para el diseño y el funcionamiento de las tuberías y los pozos de inyección. La mayoría de las impurezas encontradas se clasifican como impurezas no condensables que pueden afectar a la temperatura y las propiedades de la corriente. Por ejemplo, el nitrógeno (N₂), el oxígeno (O₂) y el argón (Ar) aumentarían la presión de saturación del CO₂ líquido y disminuirían la temperatura crítica, lo que a su vez puede causar sobrepresión para el transporte y la inyección. Además, impurezas como los óxidos de azufre (SO_x) pueden reaccionar de forma ácida con la roca sello, lo que puede causar problemas en la estructura de almacenamiento y en la inyektividad (Wang, J *et al.*, 2011).

A pesar de la importancia de evaluar la presencia de impurezas en el CO₂, siguen siendo escasas las pruebas sobre el porcentaje de impurezas aceptable para el transporte y almacenamiento de CO₂. Todavía existen muchas incertidumbres sobre la relación entre las impurezas y el CO₂ en el diseño y el funcionamiento de las tuberías, así como sobre su impacto en los cambios geoquímicos y petrofísicos durante el almacenamiento en el medio geológico (Razak, A *et al.*, 2023).

El CO₂ puede capturarse mediante varios métodos, y la corriente contiene contaminantes

gaseosos desfavorables para la corriente (Walspurger, S 2012). Algunas de las impurezas descubiertas consisten en agua (H₂O), hidrógeno (H₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), monóxido de carbono (CO), nitrógeno (N₂), oxígeno (O₂), metano (CH₄), argón (Ar), óxidos de azufre (SO_x), y muchos otros (Nicot *et al.*, 2013; Wang *et al.*, 2011). El tipo y la estructura de composición de los gases no deseados varían en función de diversos factores, como la tecnología de captura y la fuente (Agencia Internacional de la Energía 2021b; Wang, J *et al.*, 2011; Wetenhall, B *et al.*, 2014). El proceso de CCUS puede dividirse en cuatro procesos principales: producción, captura y transporte, almacenamiento y, por último, utilización. En cada proceso, la pureza varía de uno a otro. La Figura 4 puede proporcionar una comprensión básica sobre el límite máximo de impurezas que podrían presentarse en el proceso de captura de CO₂.

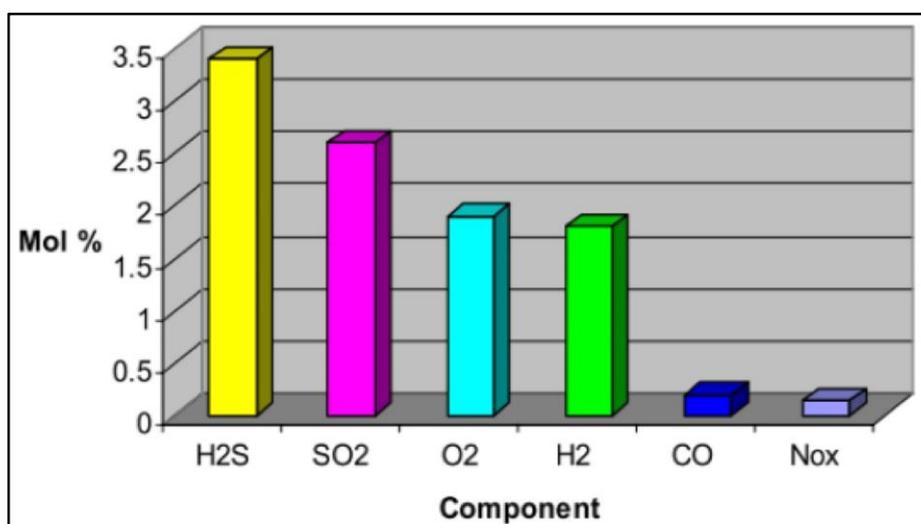


Figura 4. Posibilidad sobre el nivel máximo de impurezas que podría obtenerse de los procesos de captura de CO₂ (Murugan, A *et al.*, 2020)

Antes de capturar el carbono, hay que producirlo. En los métodos de pre combustión, el carbono se elimina antes de que el combustible pueda convertirse en energía. Esto puede lograrse convirtiendo el combustible en gas de síntesis mediante un proceso de reformado o gasificación en función de las materias primas. Además, la utilización del desplazamiento de gas de agua puede ayudar a obtener hidrógeno adicional a partir del agua. Una de las ventajas de estos métodos es el bajo nivel de impurezas que puede esperarse en los resultados finales, ya que el dióxido de carbono se elimina antes de la combustión (De Visser, E *et al.*, 2008). Sin embargo, la desventaja de estos métodos es la presencia de H₂S como impurezas. La pureza del carbono capturado con estos métodos oscila entre el 95 y el 99% (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático 2015; Kather, A 2009).

En contraste con la precombustión, los métodos de post-combustión se refieren al proceso de producción de carbono después de que el combustible se convierte en energía, donde se puede dividir en tres tipos dependiendo del tipo de aire que reacciona con el combustible. En estos métodos, el combustible se quema con un gas sin el proceso de refinado (reformado o gasificación). En el caso del combustible que se quema con aire normal, se conoce como métodos normales de postcombustión, en los que se esperan muchas impurezas como N₂, O₂, SO_x y muchas otras (De Visser, E *et al.*, 2008). Si el aire normal se convierte en oxígeno puro para la combustión, se habla de métodos de oxicomcombustión. Con la ausencia de N₂, esto puede reducir en gran medida el consumo de combustible necesario para la combustión. Las impurezas presentes en este método son bastante similares a la postcombustión con la adición de otros gases a base de nitrógeno, como monóxido de nitrógeno, dióxido de nitrógeno y monóxido de carbono (*The Global CCS Institute* 2012). Por último, en lugar de que el combustible reacciona con aire u oxígeno gaseoso, el metano reacciona con agua, lo que se conoce como reformado de metano con vapor. Esta reacción puede producir un flujo constante de H₂ y CO₂. En el caso de los métodos de postcombustión, la pureza de las capturas de carbono oscila entre el 95 % y el 99,9 % (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático 2015; Kather, A 2009; White, J *et al.*, 2009). A partir de informes y estudios anteriores, el rango de impurezas producidas a partir de cada uno de estos procesos se enumera en la Tabla 4.

Tabla 4. Impurezas típicas presentes en el sistema CCUS, elaborada con la información del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático 2015; Kather, A 2009; White, J *et al.*, 2009).

Impurezas	Precombustión (cmol/mol)	Postcombustión (cmol/mol)
H ₂ O	0-0,28	<0,1
CO	0,04	<0,1
N ₂	0-1,5	0,1-4,1
O ₂	0-1,5	0,1-4,1

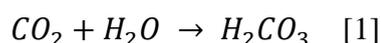
Ar	0-1,5	0,1-4,1
SO _x	<0,1	<0,5
H ₂ S	0-0,6	-

En los diversos métodos de captura de CO₂ estudiados, es posible aumentar la pureza del CO₂ producido. Es probable que los sistemas de transporte y almacenamiento de CO₂ tengan que elegir entre mejorar la pureza del CO₂ y crear un sistema capaz de gestionar algunas impurezas del flujo.

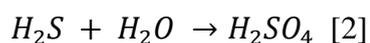
A continuación, se describen las impurezas más comunes asociadas al flujo de CO₂.

2.10.1. Agua (H₂O)

Se sabe que el agua es el producto secundario de la combustión (Anheden *et al.*, 2005; De Visser, E *et al.*, 2008; Det Norske Veritas 2010; Forbes *et al.*, 2008; SNC-Lavalin Inc 2004). Este compuesto es inofensivo por sí solo, pero puede causar problemas al sistema cuando reacciona con otras impurezas presentes en la corriente. La presencia de grandes cantidades de agua en los flujos de CO₂ es el problema más difícil de gestionar, ya que crea problemas en el transporte (tuberías) y el almacenamiento (inyección). El nivel de agua debe mantenerse lo más bajo posible para evitar una corrosión excesiva, así como la producción de hidratos (Neele, F *et al.*, 2017). Por ejemplo, cuando el H₂O reacciona con el propio CO₂, producirá ácido carbónico (H₂CO₃), la ecuación química se muestra en (1), que es un tipo de ácido dibásico que se descompone fácilmente a cierta temperatura y presión (Forbes *et al.*, 2008; Wang, Z *et al.*, 2015).



Aparte de eso, el H₂O también puede reaccionar con el H₂S para producir un ácido muy corrosivo llamado ácido sulfúrico (H₂SO₄), cuya ecuación química se muestra en (2) (De Visser, E *et al.*, 2008; Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático 2015; Schwartz 1989; SNC-Lavalin Inc 2004).



Este ácido puede causar problemas importantes en las tuberías y los equipos debido a su naturaleza corrosiva, que se conoce como corrosión ácida (Bai, Y y Bai, Q 2019). Además, el H₂O también puede formar hidratos cuando reacciona con el componente de hidrocarburos en los sistemas.

2.10.2. Monóxido de carbono (CO)

El monóxido de carbono es un gas incoloro e insípido que se produce cuando el carbono del combustible no se quema completamente (Wilbur, S *et al.*, 2012). Sin embargo, el porcentaje de este compuesto puede ser muy bajo. Una composición excesiva de CO en una corriente puede afectar al proceso de captura y utilización. Para la captura, debido a la naturaleza de este gas para ser clasificado como GEI, la preocupación gira en torno a las fugas de almacenamiento y la exposición a la atmósfera. Además, el CO tiene la capacidad de aumentar la presión mínima de miscibilidad (PMM) que se utiliza en el proceso de utilización mediante la recuperación mejorada de petróleo. Si el compuesto presente en el flujo es superior al 5 %, puede afectar negativamente al rendimiento global de la recuperación mejorada (SNC-Lavalin *Inc* 2004). A partir de estudios anteriores, el rango aceptable de CO que se considera seguro y aceptable para un proyecto viable se sitúa entre 900 y 5000 $\mu\text{mol/mol}$ (Harkin, T *et al.*, 2017).

2.10.3. Nitrógeno (N₂), oxígeno (O₂) y argón (Ar)

El nitrógeno, el oxígeno y el argón se conocen como gases del aire porque son la composición principal del aire seco. Aunque estos gases se conocen como gases ligeros, pueden plantear algunos problemas en el proceso CCUS, especialmente en los segmentos de almacenamiento y utilización. Por ejemplo, estos gases ligeros tienen la capacidad de reducir la densidad de la corriente, lo que puede limitar la capacidad de almacenamiento de CO₂ (*Organización Internacional de Normalización* 2020; SNC-Lavalin *Inc* 2004). Además, la presencia de O₂ puede suponer una amenaza para la integridad del almacenamiento, ya que puede disolver la roca sello (Pearce, J *et al.*, 2016). Sin embargo, para que suponga una amenaza significativa para la estructura de almacenamiento, se necesita una gran cantidad de oxígeno, por lo que, para

evitarlo, se suele utilizar 10 $\mu\text{mol/mol}$ de oxígeno como límite máximo permitido en la corriente (Wang, Z 2015). En cuanto al segmento de utilización, al igual que el monóxido de carbono, la presencia de estos gases también puede aumentar la presión mínima de miscibilidad (PMM), lo que puede afectar al rendimiento de la EOR (SNC-Lavalin *Inc* 2004). Además, la presencia de oxígeno puede suponer un riesgo de incendio y aumentar el crecimiento de bacterias en el yacimiento (Forbes, S *et al.*, 2008; Shirley, P y Myles, P 2019; White, J *et al.*, 2009).

2.10.4. Óxidos de azufre (SO_x) y sulfuro de hidrógeno (H₂S)

El SO_x y el H₂S son gases incoloros que desprenden mal olor (Bai, Y y Bai, Q, 2019). Estos gases tienen la capacidad de causar daños en el sistema CCUS, especialmente en los equipos de producción y las tuberías, ya sea agriándose por sí solos o reaccionando con el agua para producir ácido sulfúrico corrosivo (H₂SO₄) (De Visser, E *et al.*, 2008; Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático 2015; SNC-Lavalin *Inc* 2004). Normalmente, cuando se queman combustibles fósiles o carbón, se produce una alta concentración de estos gases ácidos que, si se liberan a la atmósfera, pueden provocar lluvia ácida (Mohajan, H 2019). Por lo tanto, se necesita un almacenamiento sólido y estable para evitar fugas, ya que liberaría gases tóxicos a la atmósfera y pondría en peligro todo lo que hay alrededor (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático 2015; SNC-Lavalin *Inc* 2004). Aparte de eso, un estudio descubrió que la presencia de H₂S en la corriente puede causar la obstrucción de los poros en el lugar de almacenamiento, lo que es desfavorable, ya que puede limitar la eficiencia del almacenamiento (Wang, Z 2015). Debido a las peligrosas consecuencias que pueden causar estos gases, las normas o la práctica común para el límite máximo permitido de H₂S es muy bajo en comparación con otras impurezas, 50 $\mu\text{mol/mol}$ (Forbes, S *et al.*, 2008).

2.11. Criterios generales de selección de almacenamiento de CO₂

En un yacimiento de interés de acuerdo con el *Compliance with the Safe Drinking Water Act (SDWA)*, para garantizar la seguridad y maximizar la efectividad en el almacenamiento geológico, la inyección del CO₂ debe realizarse a una profundidad supercrítica. Esto implica una temperatura de 31,3°C (88,3°F) y una presión de 7,4

MPa (1,071 libras por pulgada cuadrada) (Figura 5). El almacenamiento en yacimientos a profundidades inferiores a 800 m o 2624.67 ft aproximadamente puede ser técnica y económicamente viable, pero la baja capacidad de almacenamiento de los yacimientos poco profundos, en los que el CO₂ puede estar en fase gaseosa, podría resultar problemática. (EPA, 2024).

En general, las áreas de almacenamiento geológico deben tener:

- Una capacidad de almacenamiento adecuada (por volumen poroso y disponibilidad de presión).
- Un entorno geológico suficientemente estable para no comprometer la integridad del área de almacenamiento. Los criterios para evaluar la idoneidad de una cuenca (Bachu, S 2000, 2003; Bradshaw, J *et al.*, 2002) incluyen: las características de la cuenca (actividad tectónica, tipo de sedimento, regímenes geotérmicos e hidrodinámicos); los recursos de la cuenca (hidrocarburos, carbón, sal), la madurez de la industria y la infraestructura; y cuestiones sociales como el nivel de desarrollo, la economía, las preocupaciones medioambientales, la educación pública y las actitudes.
- Una roca sello o unidad de confinamiento satisfactoria. La existencia de formaciones almacén y sello, un criterio clave a seguir en la selección de cuencas y área de almacenamiento, es la existencia de formaciones que presentan porosidades y permeabilidades adecuadas. Además, la formación yacimiento debe estar limitada a techo por unidades confinantes (sellos) extensas para evitar liberaciones de CO₂ hacia niveles superiores y a la superficie. (CIETMAT, 2007).

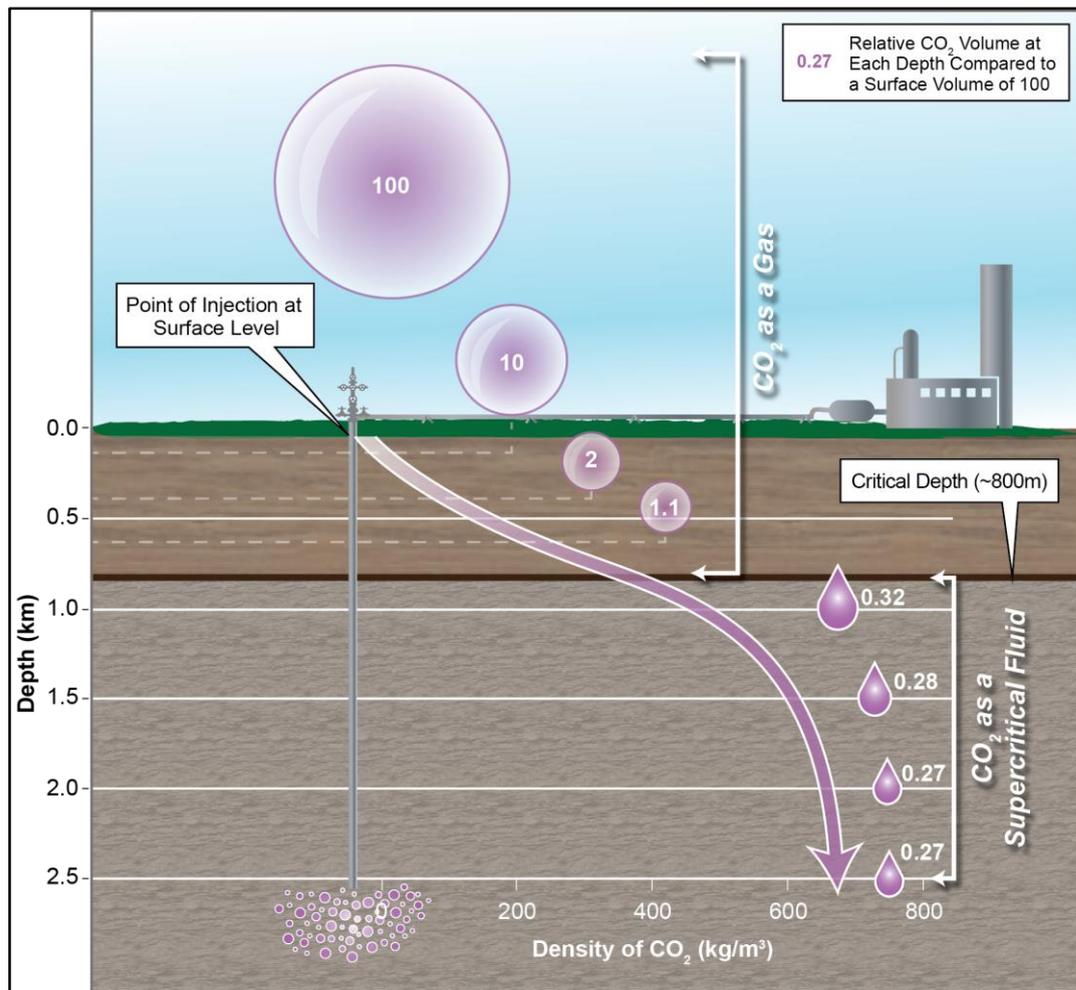


Figura 5. Véase cómo cambia el volumen del CO₂ al pasar desde el punto de inyección en la superficie a la profundidad crítica aproximadamente a los 800 mts (2624.67 ft).

Imagen extraída de US. *Department of Energy, National Energy Technology Laboratory* (2017)

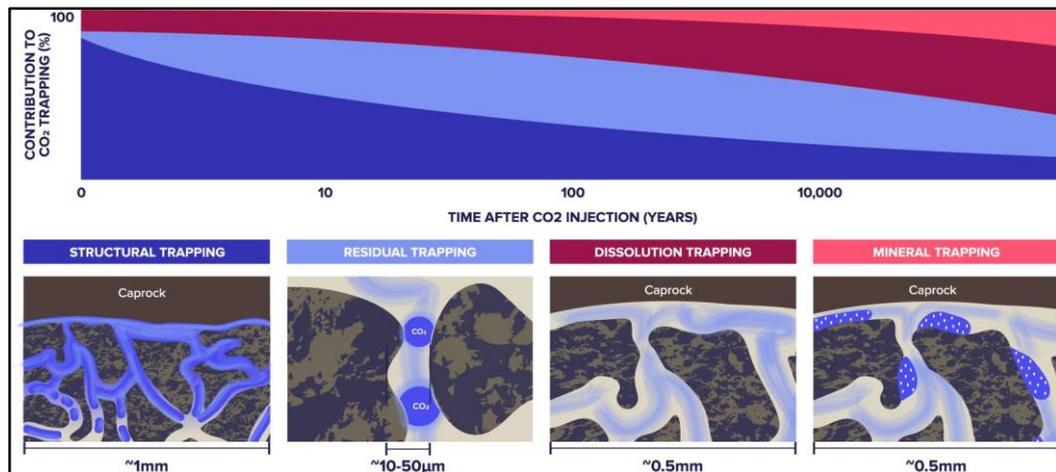
2.12. Movimiento y mecanismos de atrapamiento del CO₂ en formaciones geológicas

El *Global Carbon Institute* (2022) indica que existen cuatro mecanismos para atrapar el CO₂ en el subsuelo, los cuales se producen simultáneamente en el momento de la inyección. Estos son: captura física, residual, disolución y mineralización. Cabe destacar que se producen a ritmos diferentes y cambian con el tiempo según la evolución de una pluma de CO₂ en el entorno geológico.

Generalmente, en las primeras décadas iniciales de una operación de almacenamiento estándar, el atrapamiento físico del CO₂ en fase libre es el principal mecanismo de atrapamiento y siempre estará presente. Sin embargo, para conocer cuál mecanismo predomina es imperativo conocer las condiciones locales del yacimiento seleccionado

(fluidos *in situ*, presión, temperatura).

En la Figura 6, se pueden evidenciar los cuatro mecanismos de entrapamiento que operan en el subsuelo para almacenar CO₂ de forma permanente y como estos en el tiempo están relacionados y van contribuyendo al entrapamiento en distintas etapas de la inyección, pero a su vez están relacionados entre sí.



Los principales tipos de entrapamiento son:

a. Físico (Estructural y estratigráfico)

Un entrapamiento de tipo físico puede ocurrir cuando la pluma de CO₂, es inyectada en un yacimiento permeable, migra hacia una trampa en forma de pluma, y su parte flotante o libre tiende a ascender o fluir lateralmente debido al gradiente de densidad del CO₂ en estado supercrítico, hasta alcanzar una capa de baja permeabilidad definida como roca sello. Es decir, es el mismo mecanismo que atrapa hidrocarburos en el subsuelo, ya sea una trampa de tipo estratigráfica como: un cambio de facie, una discordancia angular, etc; o una de tipo estructural como: un plegamiento tipo antiformal o una falla, etc. La extensión de la pluma depende de la cantidad inyectada de CO₂ y de las principales propiedades de la roca y las heterogeneidades de la formación y es el mecanismo de captura más significativo cuando se inyecta en yacimientos de hidrocarburos agotados. La cantidad de gas atrapado estará limitado por la geometría de la trampa diseñada para el almacenamiento (*Global CCS Institute, 2022*).

Así mismo, el nivel de seguridad depende de la integridad de la roca sello y existen 4 formas en las cuales puede fallar:

1. Difusividad o pérdida a través de la roca sello.
2. A través de los espacios porosos cuando la presión de avance capilar se ha superado o excedido. El fallo capilar se produce cuando la presión capilar en la interfase entre la roca sello y el yacimiento es superior a la presión capilar umbral de la roca sello.
3. Fugas a través de fallas o fracturas.
4. Fugas de pozos cuando las completaciones de los pozos están degradadas o abandonadas de forma inadecuada.

La Figura 7 describe los mecanismos de entrapamiento explicados a continuación:

- (A) El entrapamiento residual puede ser el mecanismo de entrapamiento dominante en cuerpos rocosos de buzamiento suave (es decir, relativamente planos) que no presentan cierre estructural.
- (B) Un cuerpo rocoso plegado independiente de una falla (anticlinal) puede entrapar CO₂ flotante hasta su "punto de derrame", por debajo del cual el CO₂ emigra fuera de la trampa plegada.
- (C) Un cierre plegado dependiente de una falla (falla extensional) depende de la yuxtaposición de litologías de sellado a través del plano de falla para evitar la migración de CO₂ fuera de la trampa.
- (D) Un cierre plegado dependiente de una falla (falla de contracción) se basa en la yuxtaposición de litologías de sellado a través del plano de falla para evitar la migración de CO₂ fuera de la trampa.
- (E) Una trampa estratigráfica depende de cambios laterales en la litología (a menudo terminaciones estratigráficas laterales o "*pinch-outs*") para evitar la migración de CO₂ fuera de la trampa.

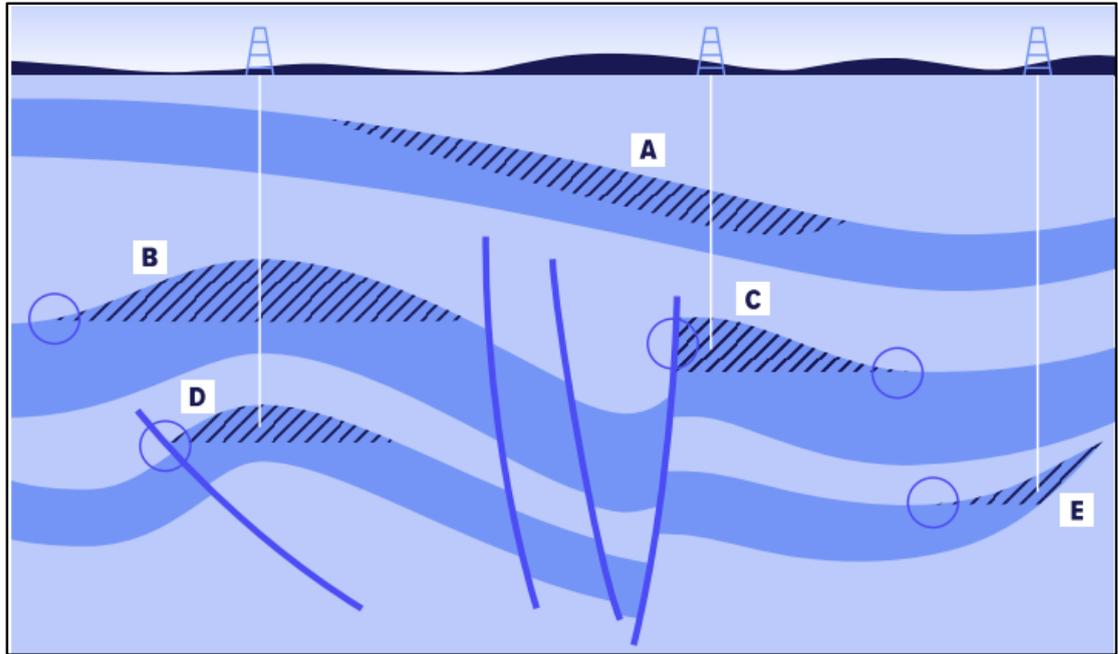


Figura 7. Puntos de fuga asociado a los cierres estructurales y estratigráficos, en los círculos se pueden observar los posibles puntos de escape del CO₂. (*Global CCS Institute, 2022*).

b. Residual

Las micro-heterogeneidades de la roca a microescala están asociadas a las fuerzas capilares. Por tal motivo, al ingresar una pluma de CO₂ al yacimiento, el gas va a quedar retenido por las fuerzas capilares. Este proceso es denominado entrapamiento residual y está primordialmente dominado por: la conectividad entre los poros, el tamaño de la garganta de los poros, la litología del yacimiento y la química de los fluidos presentes en el medio poroso.

Generalmente, las fuerzas de flotación de la pluma de CO₂ son lo suficientemente fuertes como para superar las fuerzas capilares en los poros de la roca; sin embargo, en los bordes o cola de la pluma las fuerzas capilares pueden "arrancar" pequeñas cantidades de CO₂. Esas pequeñas cantidades pueden permanecer alojadas permanentemente en la superficie de los poros una vez la pluma se disipa o aleja. Este tipo de entrapamiento es primordial en las primeras décadas ya que la masa de CO₂ atrapada por este mecanismo llega a ser significativa a escala de yacimiento (decenas de metros de espesor y sobre una superficie de cientos de kilómetros cuadrados) (*Global CCS Institute, 2022*).

c. Mecanismos geoquímicos de almacenamiento

Cuando se inyecta CO₂ en un yacimiento, este forma una burbuja alrededor del pozo de inyección, desplazando lateral y verticalmente tanto el agua como el petróleo móviles presentes en el horizonte de inyección. Las interacciones entre el agua y el CO₂ permiten que se activen mecanismos de captura geoquímica. Con el tiempo, el CO₂ que no ha sido inmovilizado por el atrapamiento residual puede disolverse en los fluidos del yacimiento, formando ácido carbónico (H₂CO₃). Este proceso, conocido como atrapamiento por solubilidad, predomina durante los primeros decenios y hasta cientos de años, ya que el CO₂ disuelto interactúa lentamente con los minerales del yacimiento.

En yacimientos con una mineralogía favorable, el CO₂ disuelto reacciona con los minerales, formando especies iónicas portadoras de carbono, como el ion bicarbonato (HCO₃⁻) y el ion carbonato (CO₃²⁻), lo que da lugar al atrapamiento iónico. Este mecanismo de captura, que ocurre en escalas temporales de cientos a miles de años, se convierte en una forma más estable de almacenamiento de CO₂. A medida que estos minerales se descomponen, pueden precipitar nuevos minerales carbonatados, como la calcita, que fijan el CO₂ en su forma más estable y segura. Este proceso de atrapamiento mineral es el más efectivo a largo plazo, ya que fija el CO₂ en estado sólido, eliminando la posibilidad de fuga a la atmósfera.

En la Figura 8 se muestran cuatro escenarios de inyección. Los escenarios A, B y C muestran la inyección en trampas hidrodinámicas, esencialmente sistemas abiertos al flujo lateral de fluidos y gas dentro del horizonte de inyección. El escenario D representa la inyección en un régimen de flujo físicamente restringido, similar al de muchos yacimientos de petróleo y gas en producción y agotados.

- En el escenario A, el CO₂ inyectado nunca se contiene físicamente. Por lo que la pluma de CO₂ migra dentro del horizonte de inyección y, en última instancia, se consume a través de todo tipo de mecanismos de captura geoquímica, incluida la mineralización de carbonatos. Predomina el atrapamiento mineral e iónico. Las proporciones de CO₂ almacenadas en cada trampa geoquímica dependen en gran medida de la mineralogía in situ, la

estructura del espacio poroso y la composición del agua.

- En el escenario B, la migración de la pluma de CO₂ es similar a la del escenario A, pero la mineralogía y la química del agua son tales que la reacción del CO₂ con los minerales es menor y dominan el atrapamiento por solubilidad y el atrapamiento hidrodinámico.
- En el escenario C, el CO₂ se inyecta en una zona inicialmente similar a la del escenario B. Sin embargo, durante la migración lateral la pluma de CO₂ migra hacia una zona de heterogeneidad física en el horizonte de inyección. Esta zona puede caracterizarse por una porosidad y permeabilidad variables causadas por un cambio de facies. El cambio de facies va acompañado de una mineralogía más reactiva que provoca un cambio brusco de trayectoria. En el estado final, predominan los atrapamientos iónicos y minerales.
- El escenario D ilustra la inyección de CO₂ en una zona de flujo bien restringida, pero, de forma similar al escenario B, no tiene una química de fluidos *in situ* ni una mineralogía adecuada para el atrapamiento iónico o mineral. La mayor parte del CO₂ inyectado queda atrapado geoquímicamente mediante atrapamiento por solubilidad y físicamente mediante atrapamiento estratigráfico o estructural.

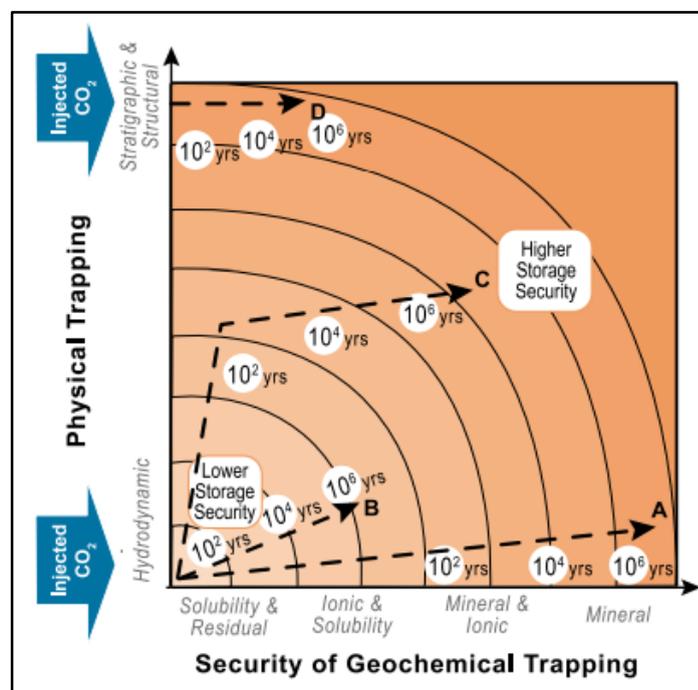


Figura 8. Almacenamiento expresado como una combinación de atrapamiento físico y geoquímico. El nivel de seguridad es proporcional a la distancia desde el origen. Las líneas segmentadas son ejemplos de trayectorias de un millón de años (Benson,S 2005).

Los dos tipos de mecanismos de entrapamiento geoquímico principales se definen a continuación:

c.1. Solubilidad o disolución

Este mecanismo ocurre cuando el CO₂ inyectado entra en contacto con un acuífero salino, y este gas se disuelve en dicha solución, siempre y cuando la temperatura, la solubilidad y la presión del yacimiento así lo permitan. Este fenómeno ocurre ya que un acuífero salino saturado de CO₂ es más denso que uno no está saturado y por tal razón, se hundirá generando así un enterramiento permanente y con el pasar del tiempo el CO₂ se diluye y dispersa dentro del sistema hidrogeológico regional de la cuenca.

El atrapamiento por disolución se produce inmediatamente después del contacto, pero sólo se convierte en un factor importante de almacenamiento a escala decenal, por lo que contribuye significativamente al almacenamiento en escalas de tiempo que van de decenios a siglos. Se debe destacar que, si hay presencia de minerales del grupo de los carbonatos, la disolución aumentará los valores de la porosidad absoluta y la permeabilidad, sobre todo, si estos están presentes en la roca sello, ya que su integridad puede verse comprometida (*Global CCS Institute, 2022*).

c.2. Mineral

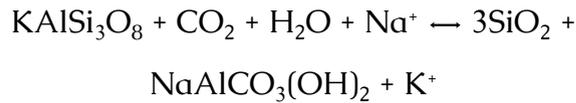
El entrapamiento mineral ocurre cuando el CO₂ reacciona con los minerales presentes en la roca yacimiento, forma un producto sólido estable permanente en la roca, y en su mayoría el "*mineral trapping*" forma productos minerales, los cuales, según la clasificación de Strunz, se asocian al grupo V de los carbonatos, que son extremadamente estables. Su formación depende de la presión del yacimiento, temperatura y la mineralogía presente en la roca yacimiento (*Global CCS Institute, 2022*).

La precipitación de carbonatos ocurre inmediatamente después de la inyección, sin embargo, es considerado un componente minoritario ya que debido a la lentitud de las reacciones geoquímicas, se necesita escala de tiempo considerable, (como centenares de años) para que empiece a ser significativo Rackley, D (2017). Se considera el mecanismo de

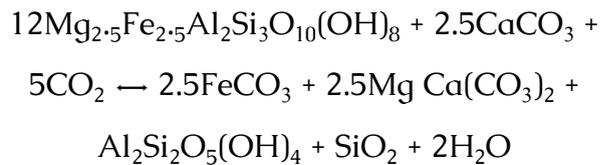
entrampamiento más efectivo ya que es permanente. Dependiendo del yacimiento, si se almacena en uno convencional permeable, la mayor parte del CO₂ ya se habrá almacenado de forma permanente por los tres mecanismos mencionados. El restante reacciona con los cationes metálicos alcalinos (Ca⁺², Mg⁺²) o metálicos de transición presentes en la formación como (Mg⁺², Fe^x) u ambos, como por ejemplo la precipitación de siderita, dolomita y caolinita a partir de la alteración del mineral arcilloso clorita (Tabla 5).

Tabla 5. Las reacciones minerales típicas asociadas al atrapamiento mineral Rackley,D (2017)

$2\text{NaAlSi}_3\text{O}_8 + \text{H}_2\text{CO}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{Ca}^{2+} \rightarrow 4\text{SiO}_2 + \text{CaCO}_3 + \text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + 2\text{Na}^+$ <p style="text-align: center;">Precipitación de calcita y caolinita a partir de la carbonatación de albita</p>
$\text{NaAlSi}_3\text{O}_8 + \text{H}_2\text{CO}_3 \rightarrow 3\text{SiO}_2 + \text{NaAlCO}_3(\text{OH})_2$ <p style="text-align: center;">Precipitación de dawsonita a partir de la carbonatación de albita</p>
$\text{CaAl}_2(\text{SiO}_4)_2 + \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CaCO}_3 + \text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ <p style="text-align: center;">Precipitación de calcita y caolinita a partir de la carbonatación de anortita</p>



Precipitación de dawsonita a partir de la carbonatación del feldespato K.



Precipitación de siderita, dolomita y caolinita a partir de la alteración del mineral arcilloso clorita

Los carbonatos formados ocupan el espacio poroso de la roca y por lo general suelen tener un volumen mayor al que ocupaban los minerales originales. Esto provoca que los poros se "taponen" y se obstruya el paso del agua con CO₂ disuelto. Sin embargo, la expansión del volumen durante la precipitación puede promover el agrietamiento y fracturamiento de la roca, lo que aumenta la porosidad, la permeabilidad y expone nuevas superficies. También hay que señalar que, debido a la acidez del agua, los minerales se disuelven durante la inyección, lo que puede abrir espacios porosos y caminos por donde fluye el agua (Snæbjörnsdóttir, S *et al.*, 2020). Otros factores que afectan la mineralización del CO₂ son la permeabilidad y porosidad efectiva de las rocas. Los poros y fracturas proporcionan vías para la migración de fluidos y el acceso a superficies minerales. La tabla 6 describe la lista de principales minerales reactivos y sus productos de reacción.

Tabla 6. Lista de principales minerales reactivos y sus productos de reacción. Extraída de Rackley (2017)

Minerales reactivos	Fórmula química	Peso molecular	Potencial de CO ₂ fijado (kg/kg mineral)	CO ₂ que puede ser fijado	Productos de reacción	Fórmula química
				(kg/m ³ mineral)		
Serie del Olivino						
Forsterita	Mg ₂ SiO ₄	140,7	3,2–3,3	0,62	Calcita	CaCO ₃
Fayalita	Fe ₂ SiO ₄	203,8	4,39	0,43	Magnesita	MgCO ₃
Piroxeno						
Diópsido	MgCaSi ₂ O ₆	216,6	3,3–3,6	0,41	Anhidrita	CaSO ₄
Wollastonita	CaSiO ₃	116,2	2,9–3,1	0,38	Yeso	CaSO ₄ ·2H ₂ O
Clorita	Mg ₅ Fe ₂ Al ₂ Si ₃ O ₁₀ (OH) ₈	602,7	2,6–3,3	0,51	Dawsonita	NaAlCO ₃ (OH) ₂
Serpentina	Mg ₃ Fe ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₈	648,9	2,2–2,9	0,41	Ankerita	CaMg _{0.3} Fe _{0.7} (CO ₃) ₂
Feldespatos						
Albita	NaAlSi ₃ O ₈	262,3	2,63	0,17	Alunita	KAl ₃ (OH) ₆ (SO ₄) ₂
Anortita	CaAl ₂ Si ₂ O ₈	278,2	2,74	0,16	Calcedonia	SiO ₂
Feldespato potásico	KAlSi ₃ O ₈	278,4	2,59	0,16	Caolinita	Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₄

2.13. Mecanismos de seguridad del almacenamiento y cambios a lo largo del tiempo

Cada mecanismo de CO₂ está relacionado entre sí. Los mecanismos de entrapamiento y captura físicos y geoquímicos coexisten en el tiempo, pero la masa de CO₂ varía en el tiempo, por ello los mecanismos de entrapamiento varían en función del tiempo y por tal razón puede implementarse la regla empírica y cualitativa descrita por Zhang, D (2014):

$$t(\text{Estructural/estratigráfico}) < t_{\text{residual}} \leq \text{solubilidad/iónico} \leq t_{\text{mineral}}$$

La Figura 9 muestra cómo incrementa la seguridad en el almacenamiento, en años y cómo los distintos mecanismos de entrapamiento constituyen en el proceso.

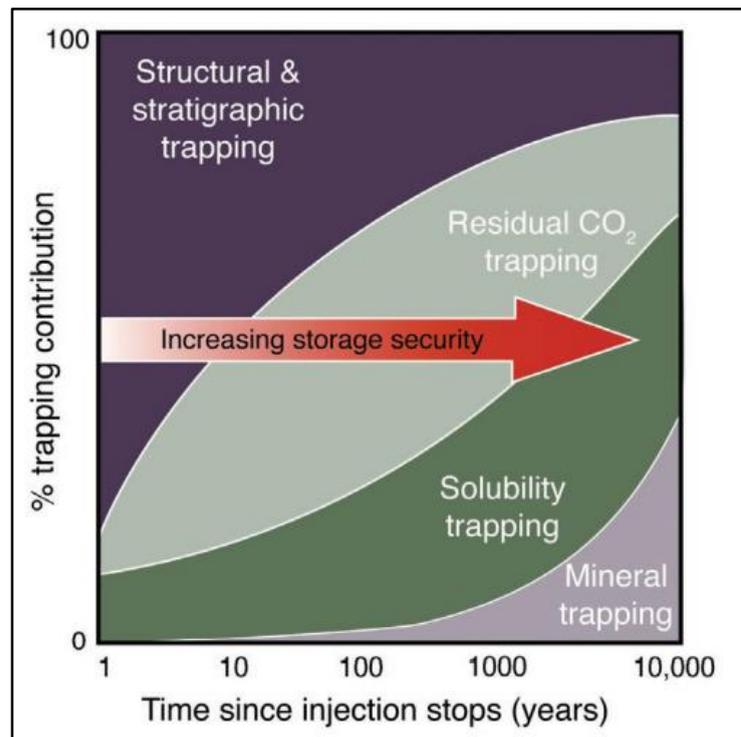


Figura 9. Seguridad de almacenamiento y cómo varía en el tiempo de acuerdo al tipo de entrapamiento. Extraída del IPCC (2005)

2.14. Factores que controlan la velocidad de movimiento del CO₂ en el subsuelo

La velocidad de flujo del CO₂ depende de las propiedades del CO₂ y de otras fases fluidas presentes en la formación de inyección, de las propiedades de la propia formación y de las interacciones físicas y geoquímicas que puedan producirse en el subsuelo. Según el

IEAGHG Technical Report, 2022, los principales mecanismos de transporte de fluidos que controlan la velocidad de movimiento del CO₂ en el subsuelo son:

- Flujo de fluido causado por gradientes de presión inducidos por la inyección (donde gradientes más altos dan lugar a velocidades de flujo más rápidas).
- Flujo de fluido causado por gradientes hidráulicos existentes en la formación de inyección.
- Flujo impulsado por la flotabilidad causado por las diferencias de densidad entre el CO₂ y los fluidos de la formación (que puede dar lugar a una migración ascendente del CO₂).
- Dispersión y digitación causadas por las heterogeneidades de la formación y los contrastes de viscosidad entre el CO₂ y el fluido o fluidos de formación (el CO₂ es menos viscoso que el agua y se «deslizará» preferentemente sobre las aguas salinas y se canalizará hacia zonas de alta permeabilidad).
- Difusión (tiene un efecto relativamente menor).

Las propiedades de las formaciones de la zona de inyección que afectan a la velocidad de movimiento del CO₂ incluyen su permeabilidad, espesor y heterogeneidad. Una mayor permeabilidad da lugar a una migración más rápida del CO₂, y un mayor espesor significa que un mayor volumen total de CO₂ puede migrar a la velocidad dada (*IEAGHG Technical Report, 2022*).

Las heterogeneidades geológicas también pueden controlar el flujo de CO₂. Por ejemplo, las zonas de alta permeabilidad, como una lente de arena o una fractura abierta, pueden actuar como conductos que permiten que el CO₂ se mueva mucho más rápido de lo que cabría esperar en función de las propiedades de la roca. Por el contrario, los yacimientos de baja permeabilidad, como las pizarras, pueden ralentizar o incluso detener el flujo. Algunos de estos procesos físicos y geoquímicos también pueden afectar al movimiento del CO₂ en el subsuelo retrasando el flujo de CO₂ y actuando como mecanismos de captura del CO₂.

2.15. Tipos de yacimientos candidatos al almacenamiento geológico de CO₂

El *National Energy Technology Laboratory* (2017), plantea en su manual *Site Screening, Site Selection, and Site Characterization for Geologic Storage Projects*, 4 tipos de yacimientos subterráneos para el almacenamiento geológico de CO₂ que han sido estudiados. Entre ellos, los yacimientos de petróleo y gas, formaciones salinas, mantos de

carbón no explotables (Figura 10), y formaciones basálticas.

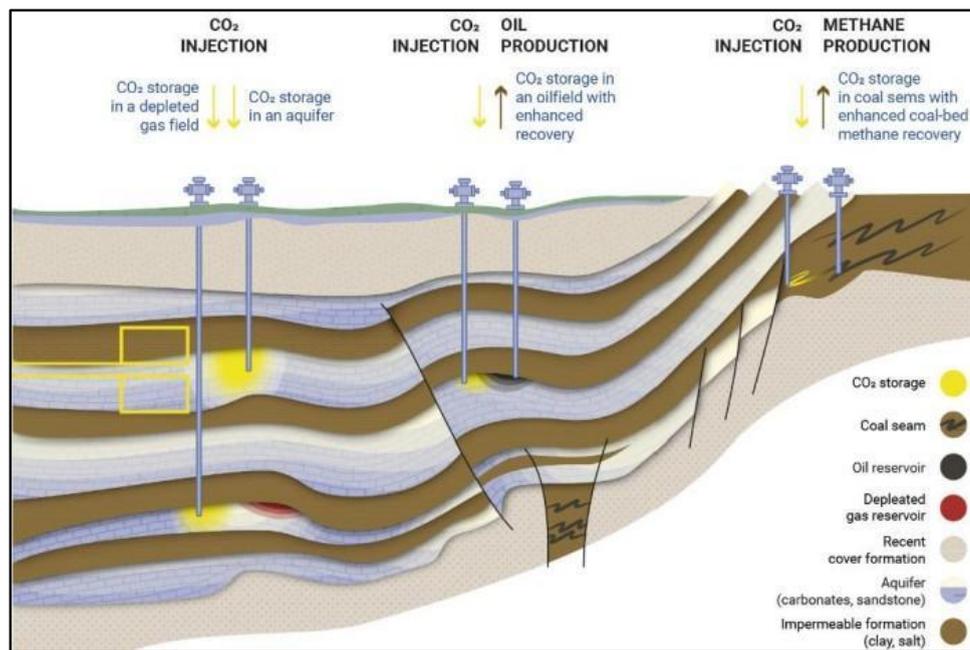


Figura 10. Se observa cómo se puede almacenar el CO₂ en la corteza terrestre y sus distintos yacimientos. Extraído de (*Underground Geological Storage*, IPCC, 2005).

Cada tipo de yacimiento tiene sus propias oportunidades y desafíos, los cuales se detallarán a continuación:

2.15.1. Yacimientos de Petróleo y Gas Natural

Los yacimientos de petróleo y gas natural, tanto activos como agotados, presentan características geológicas que los convierten en yacimientos ideales para el almacenamiento de CO₂, ya que están constituidos por un sistema petrolero integrado por: un yacimiento, conformado por una formación subterránea porosa permeable, la cual está confinada por una roca impermeable conocida como sello y confinado por una trampa que ejerce un sistema de presión natural único. Como ventaja añadida, cuando se inyecta CO₂ en un yacimiento maduro, puede producir petróleo adicional, haciéndolo un objetivo deseable para la inyección de CO₂ ya que también podría ser utilizado para la recuperación mejorada, (implementando CCUS como CO₂-EOR). Las condiciones geológicas que atrapan a los hidrocarburos líquidos y gaseosos en estos yacimientos también son propicias para atrapar CO₂, debido a que se han estudiado exhaustivamente y poseen gran cantidad de datos como registros históricos de producción, registros de pozos, entre otros (*U.S. Department of Energy*, 2017).

Una de las principales ventajas de estas formaciones es que los conjuntos de datos dinámicos y estáticos generalmente ya son bien conocidos. Sin embargo, si el agotamiento ocurrió muchos años antes del almacenamiento de CO₂, estos conjuntos de datos podrían ser poco confiables o estar desactualizados, ya que el agotamiento podría haber modificado las propiedades del yacimiento y de la roca sello. El mecanismo de entrapamiento en estos casos se basa a corto plazo, en entrapamientos estructurales y estratigráficos. Sin embargo, cuando la inyección es completada, podría ocurrir posteriormente uno de entrapamiento residual, ya que los hidrocarburos remanentes podrían ocupar el volumen disponible. Otro mecanismo, como el entrapamiento mineralógico, generalmente es considerado en menor proporción en este tipo de yacimientos agotados, ya que la salmuera disponible es limitada en comparación con los acuíferos salinos, donde este último es el principal promotor del entrapamiento.

2.15.2. Acuíferos salinos

El CO₂ puede ser almacenado en acuíferos abiertos y cerrados mediante el Almacenamiento Asistido por Migración (MAS). La inyección de CO₂ en acuíferos abiertos permite seguir su trayectoria y su interacción con la formación. Cuando se inyecta CO₂ en un acuífero abierto, la pluma en fase libre se desplaza hacia la roca sello, activando un mecanismo de captura hidrodinámica que controla su ascenso, favoreciendo el atrapamiento por solubilidad desde el inicio del proyecto. Las heterogeneidades en la formación complican la migración del CO₂, mejorando la interacción con la salmuera.

Al cesar la inyección, la pluma de fase libre flota hacia la roca impermeable inclinada, dejando gotas atrapadas por fuerzas capilares (atrapamiento residual). La velocidad del acuífero influye en el movimiento y la extensión final de la pluma. Una ventaja clave de los acuíferos abiertos es su capacidad para almacenar grandes volúmenes de CO₂ y absorber aumentos de presión, evitando problemas de sobrepresión, excepto cerca del pozo. Sin embargo, durante la inyección temprana, cuando el CO₂ atraviesa la formación saturada de salmuera, un escenario de inyección en rampa puede prevenir sobrepresiones, incluso en la zona cercana al pozo. La estrategia de inyección es crucial, ya que puede causar sobrepresiones locales que fracturen la formación o la roca sello. También se

puede considerar un escenario de pozos múltiples para manejar grandes volúmenes de inyección y evitar fracturas (Suriano, A 2022).

2.15.3. Mantos de carbón no explotables

Se han propuesto para el almacenamiento geológico permanente de CO₂, especialmente las que no son económicamente viables para la minería (como las que son demasiado delgadas, profundas o tienen alto contenido de azufre). Aunque su capacidad de almacenamiento es relativamente pequeña comparada con otras formaciones geológicas (entre 3-200 Gt CO₂), sigue siendo significativa en el contexto de las emisiones globales de CO₂, ya que son medios porosos y fracturados, almacenan metano a través de adsorción y absorción. Este metano puede ser recuperado y usado para producción de energía (EOR-CH₄) con inyección de CO₂ (ECBM, de sus siglas en inglés *Enhanced Coal-Bed Methane*) puede aumentar la recuperación de metano y simultáneamente almacenar CO₂ de forma permanente en el yacimiento.

Este proceso es atractivo porque combina la recuperación de metano con el secuestro de CO₂, y se espera que la tecnología ECBM, que se basa en técnicas de recuperación mejorada de petróleo, sea una de las primeras en aplicar comercialmente para el almacenamiento de CO₂. El CO₂ inyectado se mantiene en el yacimiento en forma de gas denso, adsorbido y absorbido en el carbón, y se disuelve en el agua de formación, con condiciones óptimas logradas a profundidades adecuadas donde el CO₂ se almacena como un fluido supercrítico (Alkan *et al.*, 2023)

2.15.4. Basaltos y rocas máficas

El CO₂ inyectado en rocas volcánicas, como el basalto, puede potencialmente precipitarse en forma de minerales sólidos y así quedar almacenado de manera permanente, aislándolo de la atmósfera. Este proceso se ve favorecido por la mineralogía altamente reactiva de estas rocas, que contienen minerales secundarios ricos en magnesio y hierro, si bien las rocas basálticas constituyen menos del 10% de los continentes y gran parte del fondo oceánico. En Islandia, el proyecto CarbFix, donde las burbujas de CO₂, una vez disueltas en el agua, evidencian que el CO₂ deja de ser flotante y no migra de nuevo a la superficie, y el agua al cargarse con el gas acelera la liberación de metales y la formación de

minerales carbonatados sólidos como calcita (CaCO_3), magnesita (MgCO_3) y siderita (FeCO_3), ya que cationes divalentes necesarios, como Ca^{2+} , Mg^{2+} y Fe^{2+} , provienen principalmente de rocas silicatadas ricas en estos metales, contenidos en las rocas basálticas y ultramáficas, que se disuelven rápidamente atrapando el CO_2 y favoreciendo este mecanismo. La disolución puede acelerarse aumentando la superficie de contacto mineral-fluido, inyectando en rocas vítreas en lugar de cristalinas, y eligiendo adecuadamente la temperatura y la composición del fluido de inyección, por lo que se logra una precipitación efectiva, en el proyecto piloto CarbFix se determinó que al menos el 95 % del CO_2 inyectado se mineraliza en dos años, mucho más rápido de lo que se pensaba (CarbFix ,2024)

Los minerales de silicato y los vidrios basálticos, que contienen aproximadamente un 25 % de óxidos de calcio, magnesio y hierro en peso, son las fuentes de cationes más abundantes para el almacenamiento mineral de CO_2 . Debido a su reactividad en agua, los metales presentes en los basaltos están fácilmente disponibles para combinarse con el CO_2 inyectado y formar minerales carbonatados. Si bien la disponibilidad de cationes metálicos divalentes es un factor decisivo y limitante para el almacenamiento mineral de CO_2 , para garantizar una inyección y carbonación exitosa deben evaluar otros parámetros clave (Snæbjörnsdóttir, S., 2014).

De acuerdo a Snæbjörnsdóttir, S (2014), en formaciones *onshore*, el agua subterránea puede ser bombeada para disolver el CO_2 durante la inyección, aunque esto puede elevar los costos de la operación, sin embargo, en áreas con recursos hídricos limitados, el agua de mar puede ser la única opción viable. Los basaltos porosos cerca de los márgenes continentales, ofrecen grandes capacidades de atractivo junto con fuentes casi ilimitadas de agua de mar. Las dorsales oceánicas, que facilitan la circulación de grandes volúmenes de agua de mar, podrían ser utilizadas para disolver CO_2 de manera efectiva. Aunque este enfoque muestra un gran potencial, se necesita más investigación y modelado para asegurar su viabilidad a largo plazo.

La Figura 11 muestra una comparación entre el almacenamiento de carbono en cuencas sedimentarias y rocas basálticas.

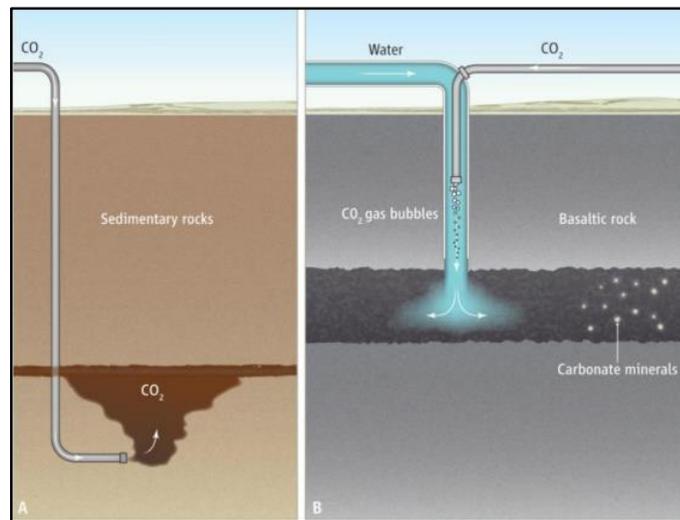


Figura 11. (A) Almacenamiento de carbono en cuencas sedimentarias; el CO₂ se inyecta como una fase flotante separada y queda atrapado bajo una roca impermeable. (B) En el método CarbFix, el CO₂ se disuelve en agua durante su inyección en rocas basálticas porosas. No se requiere roca impermeable porque el CO₂ disuelto no es flotante y no migra a la superficie Snæbjörnsdóttir, S (2014)

Así mismo, es importante destacar que el almacenamiento geológico de CO₂, conlleva una serie de actividades y según Edlmann, K. (2021) todas estas actividades desarrolladas en un proyecto de CCS tienen un riesgo asociado, por lo que identificarlos, analizarlos y evaluarlos puede mitigar las amenazas que afectan el proceso de almacenamiento.

2.16. Riesgo

Se han escrito varias ecuaciones que definen el riesgo, entre ellas:

$$\text{riesgo} = \text{incertidumbre} + \text{daño} [3]$$

$$\text{riesgo} = \frac{\text{peligro}}{\text{protección}} [4]$$

También se definió como el «efecto de la incertidumbre sobre los objetivos» en la norma ISO 31000:2009, entendiéndose por «efecto» una desviación de los resultados positivos y/o negativos esperados en la definición, mientras que los «objetivos» abordan diferentes aspectos, como la salud, la seguridad, las consideraciones financieras y medioambientales, y se aplican a diferentes niveles, como el estratégico, el de toda la organización, el de proyecto, el de producto y el de proceso.

«Incertidumbre» es el estado de deficiencia de información relacionada con la

comprensión o el conocimiento de un suceso (aunque la incertidumbre sea sólo parcial) y su consecuencia o probabilidad. Purdy, G (2010).

Normalmente, el riesgo se caracteriza por hacer referencia a sucesos y consecuencias potenciales, o a una combinación de ambos, y se expresa en términos de una combinación de las consecuencias de un suceso, incluidos los cambios en las circunstancias y la probabilidad asociada de que ocurra (*International Standardization Organization* (2009) - 31000:2009). Purdy, G (2010).

2.17. Gestión de riesgos basada en las normas ISO

Según la norma ISO 2009:31000, la evaluación de riesgos es parte integrante de la gestión de riesgos, y es el proceso global de identificación, análisis y evaluación de riesgos. En esta definición, la identificación del riesgo es el proceso de identificar, reconocer y describir los riesgos, lo que implica la identificación de las fuentes de riesgo, los eventos, sus causas y sus posibles consecuencias. El análisis de riesgos, incluida la estimación de riesgos, es un proceso diseñado para comprender la naturaleza del riesgo y determinar su nivel, lo que proporciona la base para la evaluación de riesgos y las decisiones sobre su tratamiento (Figura 12). La evaluación del riesgo es el proceso de comparación de los resultados del análisis del riesgo con los criterios para determinar si el riesgo y su magnitud son aceptables o tolerables (ISO - 31000:2009). Purdy, G (2010).

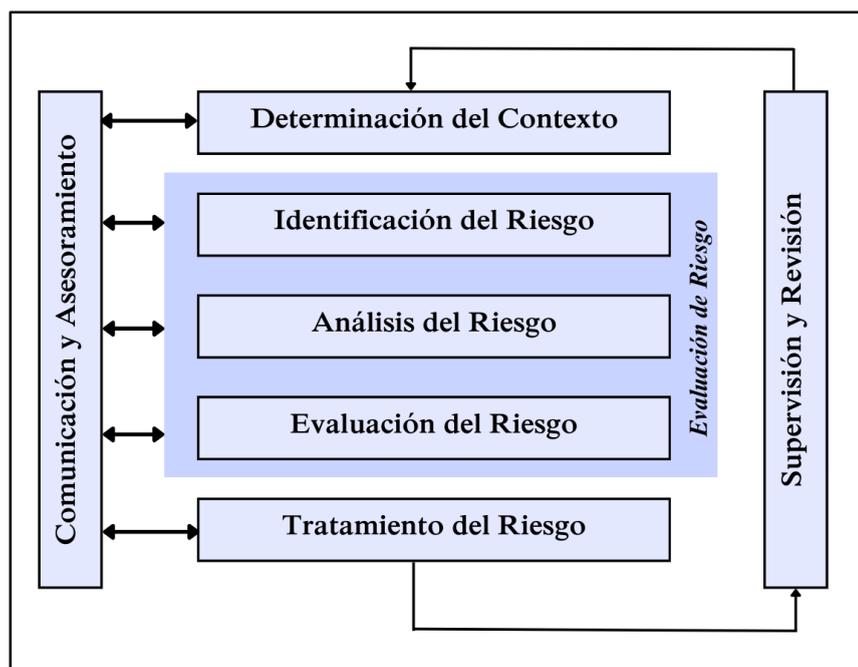


Figura 12. Proceso de gestión de riesgos de la norma ISO 31000:2009. Adaptado de Purdy G, 2010.

2.18. Riesgo geológico

El riesgo geológico es el proceso, situación o suceso natural o inducido el cual puede causar daños al medio ambiente y en cuya predicción, prevención o corrección se emplean criterios geológicos. Por lo que, el riesgo geológico inducido, se define como: suceden por acciones del hombre, como por ejemplo cuando se contamina el agua o el suelo, la sobreexplotación de acuíferos (subsidiencias), deslizamientos inducidos por excavaciones, construcción, rotura de presas, etc. (SGM, 2017).

Para evaluar el riesgo de una zona aparecen tres factores claves que se detallan en la Ecuación 5:

- Peligrosidad (P) o amenaza que es la probabilidad de ocurrencia de un suceso perjudicial en una región y en un momento determinado.
- Exposición (E) que es el número de personas y el valor económico de bienes que pueden estar expuestos por el suceso.
- Vulnerabilidad (V) que es la proporción, en relación con el total expuesto, de víctimas humanas y pérdidas económicas causadas por el suceso. Depende de las características que posee el medio de ser afectado adversamente por un proceso o evento. Relacionado con esto se define la resiliencia, que es la capacidad de una comunidad, expuesta a una amenaza, para resistir, adaptarse y recuperarse de sus efectos de una manera oportuna y eficaz, lo que incluye la preservación y la restauración de sus estructuras y funciones básicas.

$$R = P * E * V \quad (5)$$

2.19. Matriz de Evaluación de Riesgos

Una matriz de evaluación de riesgos es una técnica comúnmente utilizada para mostrar varios escenarios de riesgo, trazando cada escenario en un gráfico según su perfil de riesgo. El perfil de riesgo se identifica generalmente por la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias asociadas, que pueden ser cuantitativas o cualitativas y, en algunos casos, se basan en la opinión de expertos.

La matriz de evaluación de riesgos también puede dividirse en varias categorías que indican la gravedad de cada escenario de riesgo. Por ejemplo, las categorías pueden etiquetarse genéricamente como gravedad alta, media y baja. Alternativamente, los

riesgos pueden clasificarse en categorías aceptables, aceptables con mitigaciones e inaceptables (Li, Q., y Liu, G., 2016).

Tras la proyección inicial de riesgos, deben identificarse mitigaciones para cada riesgo con el fin de reducir su probabilidad de ocurrencia y/o sus consecuencias asociadas y aumentar su aceptabilidad. Si se actualizan las entradas o las mitigaciones aplicadas al riesgo, puede repetirse el proceso.

2.19.1. Ventajas

Una de las principales ventajas de la metodología de evaluación de la matriz de riesgos es su sencillez y representación visual. La matriz proporciona una visualización clara e intuitiva de los riesgos. Esta simplicidad la hace accesible a una amplia gama de usuarios, incluidos los no expertos en gestión de riesgos, lo que facilita una comunicación y un proceso de toma de decisiones eficaces para los proyectos de CCS.

También resulta útil a la hora de priorizar los riesgos, ya que los clasifica en diferentes niveles (normalmente tres) en función de su probabilidad e impacto. Esto ayuda a los proyectos de CCS a centrar sus recursos en las áreas de alto riesgo que requieren atención inmediata y a desarrollar planes de mitigación dirigidos a los riesgos con mayores probabilidades e impactos.

2.19.2. Limitaciones

Una de las limitaciones de la metodología de evaluación de la matriz de riesgos es su subjetividad inherente. La asignación de calificaciones de probabilidad e impacto suele basarse en juicios cualitativos de los miembros del proyecto recogidos durante los talleres, en lugar de en datos precisos o análisis estadísticos. Esta subjetividad puede introducir sesgos e incoherencias, ya que distintas personas pueden interpretar los riesgos de forma diferente y asignar calificaciones en consecuencia.

Otra limitación de esta metodología es su limitada capacidad para captar las interdependencias entre riesgos. Los riesgos no existen de forma aislada, y a menudo pueden interactuar y amplificar sus efectos mutuos. Sin embargo, la matriz de riesgos suele evaluar los riesgos individualmente sin tener en cuenta sus interconexiones e integración. Esta limitación puede dar lugar a una comprensión

incompleta del panorama global de riesgos, ya que las dependencias críticas y los efectos en cascada pueden no comprenderse plenamente, especialmente en las interfaces entre las actividades de captura, transporte y almacenamiento.

2.20. Riesgos asociados con el almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos geológicos

Los riesgos del almacenamiento de CO₂ en un yacimiento geológico pueden dividirse en cuatro categorías (Damen, K *et al.*, 2006):

- Fuga de CO₂: Migración de CO₂ fuera del depósito a otras formaciones, desde donde puede escapar a la atmósfera.
- Fuga de CH₄: La inyección de CO₂ puede provocar la migración del CH₄ presente en el yacimiento a otras formaciones y, posiblemente, a la atmósfera.
- Sismicidad: La aparición de (micro) temblores de tierra causados por la inyección de CO₂.
- Movimiento del suelo: hundimiento o elevación de la superficie terrestre como consecuencia de los cambios de presión inducidos por la inyección de CO₂.

2.20.1. Fuga de CH₄

La inyección de CO₂ en yacimientos de hidrocarburos agotados, yacimientos de carbón y acuíferos salinos profundos podría provocar fugas de metano y alcanos ligeros, que son omnipresentes en los dos primeros y moderadamente comunes en los acuíferos salinos profundos (Klusman, R 2003). Una característica importante del CH₄ es que es más móvil que el CO₂ supercrítico.

Al igual que las fugas de CO₂, las de CH₄ pueden tener repercusiones tanto locales como globales. A escala local, el CH₄ puede afectar a la calidad de las aguas poco profundas y supone una amenaza letal cuando se acumula en espacios confinados, como los sótanos. Dado que el potencial de calentamiento global (PCG) del metano es aproximadamente 23 veces superior al del CO₂ (IPCC, 2001b), la fuga de CH₄ es un factor importante que debe evaluarse para comprobar la eficacia como opción de mitigación de los gases de efecto invernadero.

2.20.2. Sismicidad Inducida

La inyección de grandes cantidades de fluido en un yacimiento aumenta la presión de poros y modifica así su estado mecánico (campos de tensión subterráneos existentes). Esto puede inducir fracturas o activar fallas, de forma que pueden producirse microsismicidad e incluso temblores de tierra dañinos (Holloway, S 1996).

Los yacimientos de petróleo y gas pueden ser fuentes de sismicidad inducida por yacimientos, generalmente cuando se extraen fluidos, lo que provoca cambios de presión en el yacimiento (Holloway, S1996). También se ha observado sismicidad inducida por yacimientos en la inyección de residuos líquidos y el almacenamiento subterráneo de gas (UGS) en formaciones geológicas (Benson, S *et al.*, 2005). En general, hay pocos casos de actividad sísmica en análogos industriales recogidos en la literatura y hasta ahora se han inyectado grandes cantidades de salmuera, residuos líquidos, gas natural y CO₂, lo que sugiere que la probabilidad de sismicidad es baja. No obstante, la sismicidad debe vigilarse cuidadosamente.

El riesgo de sismicidad causado por el almacenamiento de CO₂ puede minimizarse controlando la presión de inyección. Es necesario determinar los esfuerzos *in situ* y las presiones de los fluidos de los poros para evaluar la presión máxima de inyección e identificar las fallas que tienen un alto potencial de reactivación (Streit, J y Hillis, R 2003). El problema de la sismicidad puede ser más grave cuando se inyecta CO₂ en un yacimiento situado en regiones tectónicamente activas (con alta densidad de fallas activas).

2.20.3. Movimiento del Suelo

Es posible que la superficie terrestre se hunda o se eleve debido a cambios de presión provocados por el hombre, lo que podría causar daños a edificios e infraestructuras y también desencadenar sismicidad. Se conocen y están bien documentados varios casos de hundimiento en la historia (principalmente durante la explotación de yacimientos de petróleo y gas) (por ejemplo, el yacimiento de gas de *Groningen*). En general, se conoce bien el mecanismo de la subsidencia, pero se considera difícil predecirlo (Holloway, S 1996).

No se prevé que se produzca un levantamiento en un yacimiento de CO₂ mientras la presión máxima de almacenamiento se mantenga por debajo de la presión geostática. Sin embargo, en un yacimiento sometido a grandes tensiones tectónicas, cualquier reducción significativa de la presión de grano (presión que actúa entre las partículas individuales de roca) puede desencadenar fallas. Esto puede provocar el levantamiento o el abatimiento de la superficie (Holloway, S 1996).

El hundimiento también puede deberse a una reacción química entre el CO₂ disuelto en la salmuera y la roca del yacimiento, que puede provocar la disolución de la roca del yacimiento (compactación química). En consecuencia, el yacimiento puede ceder bajo el peso de la formación de sobrecarga. La compactación química o la disolución de la roca del yacimiento serán especialmente preocupantes en rocas carbonatadas con una elevada porosidad (Holloway, S 1996).

2.21. Evaluación de los factores críticos o riesgos potenciales asociadas al almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo y gas

Los yacimientos agotados no se verán afectados negativamente por el almacenamiento de CO₂ (al haber contenido ya hidrocarburos), y si los yacimientos de hidrocarburos siguen en producción, puede optimizarse un esquema de almacenamiento de CO₂ para mejorar la producción de petróleo (o gas). Dado que los hidrocarburos están contenidos debajo de una roca sello, la integridad de esta es un parámetro razonable a evaluar para garantizar el almacenamiento seguro de CO₂. Es posible que, en algunos proyectos, se deban actualizar los conjuntos de datos debido a que pueden ocurrir potenciales fugas, por lo cual se debe garantizar una serie de factores que aseguren la integridad del yacimiento a largo plazo.

Así mismo, el taponamiento de pozos abandonados en muchos yacimientos maduros comenzó hace muchas décadas, cuando los pozos simplemente se rellenaban con un fluido cargado de lodo. Posteriormente, los tapones de cemento debían colocarse estratégicamente en el interior del pozo, pero sin tener en cuenta que algún día podrían contener un fluido reactivo y potencialmente flotable como el CO₂.

Por lo tanto, es preciso evaluar el estado de los pozos que penetran en la roca sello (Winter, y Bergman, 1993). En muchos casos, incluso la localización de los pozos puede

resultar difícil y puede ser necesario confirmar la integridad de la roca sello mediante la monitorización de la presión y los trazadores. La capacidad de un yacimiento estará limitada por la necesidad de evitar superar presiones que dañen la roca sello. Los yacimientos deberían tener una sensibilidad limitada a las reducciones de permeabilidad causadas por el taponamiento de la región cercana al inyector y por las fluctuaciones de tensión del yacimiento (Kovscek, A 2002; BossieCodreanu, D *et al.*, 2017).

2.21.1. Evaluación de los factores estratigráficos que afectan a la integridad del yacimiento

Las rocas sellos son las barreras de permeabilidad (en su mayoría verticales, pero a veces laterales) que impiden o dificultan la migración de CO₂ desde el lugar de inyección. La integridad de un sello depende de su distribución espacial y de sus propiedades físicas. Idealmente, una unidad de roca de sellado debe ser de naturaleza regional y uniforme en litología, especialmente en su base. Cuando se producen cambios laterales en las unidades basales de una roca de sellado, aumenta la posibilidad de migración fuera del yacimiento primario hacia intervalos superiores. Sin embargo, si la roca sello es uniforme, regionalmente extensa y gruesa, los principales problemas serán la resistencia física de la roca, cualquier penetración natural o antropomórfica (fallas, fracturas y pozos) y las posibles reacciones CO₂-agua-roca que podrían debilitar la roca sello o aumentar su porosidad y permeabilidad.

2.21.2. Factores geomecánicos que afectan la integridad del área de almacenamiento

Cuando se inyecta CO₂ en un yacimiento poroso y permeable, se verá forzado a penetrar en los poros a una presión superior a la de la formación circundante. Esta presión podría provocar la deformación de la roca del yacimiento o de la roca sello, lo que daría lugar a la apertura de fracturas o al fallo a lo largo de un plano de falla (IPCC, 2005). El modelado geomecánico del subsuelo es necesario en cualquier evaluación de un área de almacenamiento y debe centrarse en las presiones máximas de formación que pueden soportarse en un área de almacenamiento. El modelado geomecánico y geoquímico acoplado también puede ser necesario para documentar el sello de fracturas por precipitación de carbonatos en fracturas o poros.

El modelado requerirá el conocimiento de la composición de los fluidos de los poros, la mineralogía, las tensiones *in situ*, las presiones de los fluidos de los poros y las orientaciones de las fallas preexistentes y sus propiedades de fricción (Streit, J y Hillis, R 2003; Johnson, J *et al.*, 2005). Estas estimaciones pueden realizarse a partir de datos sísmicos y de pozos convencionales y de pruebas de filtración, pero los resultados pueden mejorarse mediante el acceso a mediciones físicas de la resistencia de la roca. La aplicación de esta metodología a escala regional está documentada por (Gibson-Poole, C *et al.* (2002).

La eficacia de la roca de sello de un yacimiento de petróleo o gas puede caracterizarse examinando su presión de entrada capilar y la altura potencial de la columna de hidrocarburos que puede sostener. Sin embargo Chalaturnyk, R (2003) sugieren que los procesos geomecánicos, durante el agotamiento y la posterior inyección de CO₂, pueden afectar a la integridad hidráulica de la roca sello en los yacimientos de hidrocarburos. El movimiento a lo largo de las fallas puede producirse en un yacimiento de hidrocarburos por cambios inducidos en el régimen de tensiones previo a la producción. Esto puede ocurrir cuando las presiones de fluido se agotan sustancialmente durante la producción de hidrocarburos (Streit, J y Hillis, R 2003).

Determinar si los cambios de tensión inducidos dan lugar a compactación o colapso de poros es fundamental en la evaluación de un yacimiento agotado. Si se produce un colapso de poros, puede que no sea posible devolver un yacimiento agotado a su presión de poros original sin riesgo de fallo inducido. Al tener una presión de fluido de poro máxima reducida, el volumen total de CO₂ que puede almacenarse en un yacimiento agotado podría ser sustancialmente inferior al estimado de otro modo.

2.21.3. Factores geoquímicos que afectan a la integridad del área de almacenamiento

La mezcla de CO₂ y agua en el sistema poroso de la roca del yacimiento creará CO₂ disuelto, ácido carbónico e iones de bicarbonato. La acidificación del agua de los poros reduce la cantidad de CO₂ que puede disolverse. En consecuencia, las rocas que amortiguan el pH del agua de poros a valores más altos (reduciendo la acidez) facilitan el almacenamiento de CO₂ como fase

disuelta. El agua rica en CO₂ puede reaccionar con los minerales de la roca del yacimiento o de la matriz de la roca sello o con el fluido primario de los poros. Y lo que es más importante, también puede reaccionar con los cementos y aceros de las perforaciones. Estas reacciones pueden provocar la disolución de los minerales y la posible alteración de la matriz de roca (o cemento) o la precipitación de los minerales y la obstrucción del sistema de poros (y, por tanto, la reducción de la permeabilidad). Una formación mineral rica en carbonatos atrapa eficazmente el CO₂ almacenado como una fase sólida inmóvil. Si la composición mineralógica de la matriz rocosa está fuertemente dominada por el cuarzo, las reacciones geoquímicas estarán dominadas por la simple disolución en la salmuera y pueden despreciarse las reacciones CO₂-agua-roca (IPCC, 2005).

Los estudios de muestras de rocas recuperadas de sistemas naturales ricos en CO₂ pueden proporcionar indicaciones de las reacciones que podrían producirse a muy largo plazo. Pearce, J *et al.*, (1996), Crolet, J (1983), Rochelle, C *et al.*, (2004) y Roberson, G (1975) estudian las reacciones en perforaciones. Los yacimientos naturales de CO₂ también permiten el muestreo de reactantes sólidos y fluidos y de productos de reacción, permitiendo así la formulación de modelos geoquímicos que pueden verificarse con simulaciones numéricas, facilitando aún más las predicciones cuantitativas de las reacciones agua- CO₂-roca.

2.21.4. Factores antropogénicos que afectan a la integridad del almacenamiento

Los factores antropogénicos, como los pozos activos o abandonados, los pozos mineros y la producción subterránea pueden afectar a la seguridad del almacenamiento. Los pozos abandonados que penetran en la formación de almacenamiento pueden ser especialmente preocupantes porque pueden proporcionar cortocircuitos para que el CO₂ se escape de la formación de almacenamiento a la superficie (Celia, M y Bachu, S 2003; Gasda, S *et al.*, 2004). Por lo tanto, localizar y evaluar el estado de los pozos abandonados y activos es un componente importante de la caracterización del emplazamiento. Es posible localizar pozos abandonados con estudios magnetométricos aerotransportados. En la mayoría de los casos, los pozos abandonados tendrán

revestimientos metálicos, pero puede no ser el caso de los pozos perforados hace mucho tiempo o de los que nunca se terminaron para la producción de petróleo o gas. Los países con producción de petróleo y gas tendrán al menos algunos registros de los pozos perforados más recientemente, la profundidad de los pozos y otra información almacenada en una base de datos geográfica. La coherencia y la calidad del mantenimiento de registros de los pozos perforados (petróleo y gas, exploración minera y agua) varía considerablemente, desde excelente para los pozos recientes hasta inexistente, sobre todo para los pozos más antiguos (Stenhouse, M *et al.*, 2004).

2.22. Tecnología de pozos de inyección

La tecnología de perforación y terminación de pozos de inyección en la industria del petróleo y el gas ha evolucionado hasta alcanzar un grado de sofisticación, que ahora es posible perforar y terminar pozos verticales y de gran alcance (incluidos pozos horizontales) en formaciones profundas, pozos con terminaciones múltiples y pozos capaces de manejar fluidos corrosivos (IPCC, 2005). Sobre la base de la amplia experiencia de la industria petrolera, las tecnologías de perforación, inyección, estimulación y terminación de pozos de inyección de CO₂ existen y se practican con algunas adaptaciones en los actuales proyectos de almacenamiento de CO₂.

En un pozo de inyección de CO₂, las principales consideraciones para el diseño del pozo son la presión, los materiales resistentes a la corrosión y los índices de producción e inyección. El diseño de un pozo de inyección de CO₂ es muy similar al de un pozo de inyección de gas en un yacimiento petrolífero o en un proyecto de almacenamiento de gas natural. La mayoría de los componentes de fondo de pozo deben mejorarse para aumentar la presión nominal y la resistencia a la corrosión.

La Figura 13 muestra la configuración típica de un pozo de inyección de CO₂ y del cabezal de pozo en formaciones de almacenamiento gruesas y para aquellos proyectos con pozos horizontales de inyección.

El número de pozos necesarios para un proyecto de almacenamiento dependerá de varios factores, como la tasa de inyección total, la permeabilidad y el grosor de la formación, las presiones de inyección máximas y la disponibilidad de superficie para los pozos de inyección. En general, se necesitarán menos pozos para los sedimentos de alta permeabilidad en formaciones de almacenamiento gruesas y para

los proyectos con pozos horizontales de inyección.

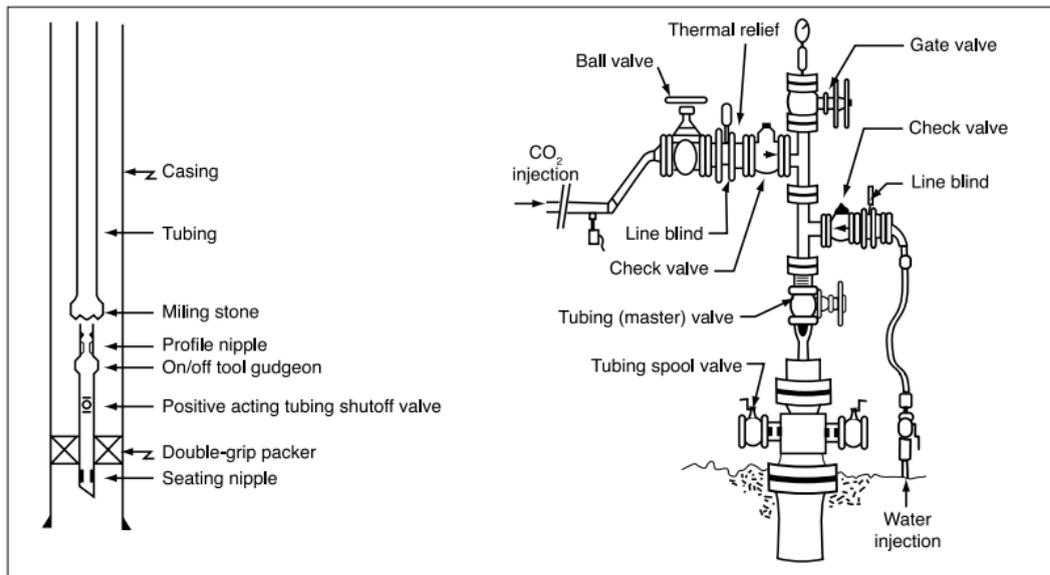


Figura 13. Fuente: *Underground Geological Storage*, IPCC, 2005.

El mantenimiento adecuado de los pozos de inyección de CO₂ es necesario para evitar fugas y fallos en los pozos. Para la inyección de CO₂ a través de pozos existentes y antiguos, los factores clave incluyen el estado mecánico del pozo y la calidad del cemento y el mantenimiento del pozo. El operador puede llevar a cabo programas de registro detallados para comprobar la integridad del pozo con el fin de proteger las formaciones y evitar el flujo cruzado del yacimiento.

2.23. Procedimientos de abandono de pozos

Los procedimientos de abandono de pozos de petróleo, gas e inyección están diseñados para proteger los acuíferos de agua potable de la contaminación. Si un pozo permanece abierto después de haber dejado de utilizarse, las salmueras, los hidrocarburos o el CO₂ podrían migrar por el pozo y llegar a acuíferos de agua potable poco profundos. Para evitarlo, muchos países han elaborado normas de «abandono» o «cierre» de pozos. Estos procedimientos suelen requerir la colocación de tapones de cemento o mecánicos en la totalidad o parte del pozo. Se suele poner especial cuidado en sellar los pozos adyacentes a acuíferos de agua potable (IPCC, 2005).

A menudo es necesario realizar pruebas para localizar la profundidad de los tapones y comprobar su resistencia mecánica bajo presión. Se espera que los procedimientos de abandono para pozos de CO₂ puedan seguir en líneas generales la metodología

de abandono utilizada para pozos de petróleo y gas y pozos de eliminación de gases ácidos. Sin embargo, hay que tener especial cuidado en utilizar tapones de sellado y cementos resistentes a la degradación por el CO₂. Se han desarrollado cementos resistentes al dióxido de carbono para yacimientos petrolíferos y aplicaciones geotérmicas. Se ha sugerido que la retirada de la tubería de revestimiento y de la camisa que penetra en la roca sello podría evitar la corrosión del acero que más tarde podría crear canales de fuga.

2.24. Presión de inyección y limitaciones del yacimiento

Para introducir CO₂ en la formación, la presión de inyección en el fondo del pozo debe ser superior a la presión del fluido del yacimiento. Por otra parte, el aumento de la presión de la formación puede inducir fracturas en la misma. Los organismos reguladores limitan normalmente la presión máxima de fondo de pozo para evitar fracturas en la formación de inyección. Para establecer presiones de inyección seguras es necesario medir los esfuerzos de la formación *in situ* y la presión del fluido de los poros. El agotamiento de la presión del fluido durante la producción puede afectar al estado de los esfuerzos en el yacimiento.

Las presiones de inyección seguras pueden variar mucho en función del estado de los esfuerzos y de la historia tectónica de una cuenca. Van der Meer (1996) ha establecido una relación para la presión máxima de inyección segura. Esta relación indicaba que, para una profundidad de hasta 1.000 m, la presión máxima de inyección se estima en 1,35 veces la presión hidrostática, y esta cifra aumenta a 2,4 para profundidades de 1-5 km.

2.24.1. Control y verificación en tecnologías de inyección de CO₂

El monitoreo de inyección es necesario para una gran variedad de fines. En concreto, la supervisión puede utilizarse para:

- Garantizar y documentar controles eficaces de los pozos de inyección, en concreto para supervisar el estado del pozo de inyección y medir las tasas de inyección, el cabezal del pozo y las presiones de la formación. La experiencia de la industria petrolera sugiere que las fugas del propio pozo de inyección, resultantes de una terminación inadecuada o del deterioro de la tubería de revestimiento, los obturadores o el cemento,

son uno de los modos de fallo potenciales más significativos de los proyectos de inyección (Apps, J 2005; Perry, K 2005).

- Verificar la cantidad de CO₂ inyectado que se ha almacenado mediante diversos mecanismos.
- Optimizar la eficiencia del proyecto de almacenamiento, incluida la utilización del volumen de almacenamiento, las presiones de inyección y la perforación de nuevos pozos de inyección.
- Demostrar con técnicas de control adecuadas que el CO₂ permanece contenido en la formación o formaciones de almacenamiento previstas. Este es actualmente el principal método para garantizar que el CO₂ permanece almacenado y que pueden verificarse las predicciones de rendimiento.
- Detectar fugas y proporcionar una alerta temprana de cualquier filtración o fuga que pueda requerir medidas paliativas.

2.25. Fuga de CO₂ en yacimientos agotados de petróleo y gas

Cuando se inyecta CO₂ en yacimientos geológicos, es posible que migre fuera del yacimiento a través del subsuelo, migre lateralmente en formaciones de sobrecarga y finalmente se filtre a la atmósfera/biosfera. El potencial de fuga dependerá de la integridad del pozo y de la roca de recubrimiento (sello), así como del mecanismo de retención.

Keith y Wilson (2002) afirmaron que las fugas son inevitables si se lleva a cabo el secuestro de CO₂ a gran escala (y en escalas de tiempo geológicas esto es ciertamente correcto). Sugirieron que la comprensión de los procesos de fuga era inadecuada para hacer una predicción sólida de los riesgos potenciales que plantean las fugas. Damen, K *et al.*, (2006) han afirmado que «sigue habiendo una falta de comprensión de la física de las fugas de CO₂ (es decir, de los procesos que controlan las fugas) a través de pozos y fallas». Esto resulta desconcertante, ya que la física de las fugas en fallas y pozos está bien establecida (Duncan, I., 2014).

Conviene dividir las fugas en dos extremos: rápidas y lentas. En las zonas de secuestro situadas en regiones en las que en el pasado hubo una intensa extracción de petróleo o gas, las fugas rápidas, como las explosiones de pozos mal cementados y abandonados, pueden producirse al principio de la historia del proyecto y son muy

poco probables después del periodo de cierre. Tales fugas pueden evitarse casi totalmente mediante una buena selección del área de almacenamiento y una caracterización cuidadosa y exhaustiva del mismo. Los índices de fuga variarán indudablemente de un área a otra en función de la calidad de la roca sello; la naturaleza de la geología por encima del sello; y la ubicación, características y número de posibles vías de alta permeabilidad (perforaciones de pozos, fallas y zonas de fractura). El comportamiento a largo plazo (de cientos a miles de años) de los aceros, cementos y tapones de las tuberías de perforación es incierto y no puede estudiarse fácilmente en el laboratorio. Algunos han sugerido que las fugas serán más rápidas en los primeros 50 a 100 años del ciclo de vida de los proyectos, cuando aún no se ha producido una permeabilidad, solubilidad y atrapamiento mineralógico significativos (Oldenburg y Unger, 2003).

2.26. Mecanismos de fuga de CO₂

Los yacimientos de hidrocarburos, que en general han sido bien investigados, se consideran almacenes seguros para el almacenamiento de CO₂, ya que estos medios han retenido petróleo/gas durante escalas de tiempo geológicas (es decir, millones de años) sin incidentes importantes de migración repentina. Muchos yacimientos de gas también contienen cantidades significativas de CO₂, lo que refuerza la confianza en que el CO₂ puede almacenarse de forma segura sin grandes emisiones de CO₂. Sin embargo, existe el riesgo de que el CO₂ se escape del yacimiento a través o a lo largo de los pozos o por medio de un fallo de la roca sello. El CO₂ también podría escapar a través de puntos de vertido o disolverse en flujos de fluidos en la roca del yacimiento bajo la acumulación de CO₂ hacia formaciones circundantes, lo que podría provocar fugas.

Las fugas de CO₂ a través o a lo largo de los pozos después de la fase de inyección pueden deberse a defectos de la tubería de revestimiento o de la cementación debidos a un diseño o construcción inadecuados, a la corrosión de la tubería de revestimiento y al deterioro de los tapones de cemento por el CO₂ y/o la salmuera. Los pozos abandonados pueden ser una importante vía de migración, ya que los yacimientos agotados de petróleo/gas suelen estar «perforados» por un gran número de pozos no operativos, algunos de ellos en mal estado. Especialmente los pozos abandonados no identificados y en mal estado (taponados incorrectamente) son fuentes puntuales potenciales. Además, el control y mantenimiento de los pozos

abandonados es un asunto complejo en varias regiones del mundo.

La difusión de CO₂ a través del cemento o del revestimiento de acero es un proceso que avanza muy lentamente (del orden de 20 cm en 100 años) (Seinen *et al.*, 1994). Sin embargo, no se sabe con certeza cómo afecta el CO₂ y la salmuera a la integridad del pozo (el cemento y el revestimiento) si se tiene en cuenta una escala temporal de almacenamiento de entre 100 y 10.000 años. La degradación puede afectar a la permeabilidad del cemento, lo que podría aumentar las tasas de fuga con el tiempo. A largo plazo, los pozos pueden servir como vías preferentes de fuga y, por tanto, representar un riesgo significativo (a largo plazo) (Celia, M y Bachu, S 2003).

Para evaluar las posibles fugas de un determinado yacimiento, debe disponerse de información detallada sobre el número, el tipo y la antigüedad de los pozos, la técnica de terminación y el tipo de materiales utilizados. Esta información no siempre estará disponible en algunas regiones, por lo que es difícil obtener una estimación cuantitativa del potencial de fuga.

Para evitar la fracturación durante la inyección, la presión máxima de inyección debe mantenerse siempre por debajo del nivel al que la roca de cubierta puede cizallarse (presión de fracturación) (Over *et al.*, 1999). El riesgo de fuga por fracturación es bajo siempre que la presión de almacenamiento no supere la presión inicial del yacimiento. Sin embargo, existe un cierto nivel de sobrepresión en el que el CO₂ puede contener de forma segura. Este «factor de seguridad» depende del estado tensional de la roca de cubierta, que depende de la profundidad, la presión de poros, las propiedades de la roca y la historia sedimentaria y tectónica. La presión máxima de inyección puede predecirse determinando el perfil de tensiones in situ (Holloway, S 1996).

En otro orden de ideas, herramientas adicionales son necesarias para la caracterización y evaluación de un área de almacenamiento de CO₂. A continuación, se introducen una serie de conceptos y definiciones relevantes para la metodología del estudio.

2.27. *Machine Learning* o Aprendizaje automático (ML)

El aprendizaje automático es un subcampo de la inteligencia artificial, una tecnología que utilizan las computadoras, por medio del desarrollo de algoritmos simulan el aprendizaje humano, donde los expertos determinan el conjunto de características

comunes para entender las diferencias entre las entradas de datos que suelen requerir una gran cantidad de datos estructurados para entrenarse y para producir los datos de salida (Stryker, C y Kavlakoglu, E 2024).

El *machine learning* de acuerdo a (Stryker, C y Kavlakoglu, E 2024) está subdividido en (Figura 14):

2.27.1. Aprendizaje supervisado

Los datos introducidos en el sistema están etiquetados o poseen una clasificación ya definida que determina la solución del sistema. Ejemplo: clasificación y regresiones.

2.27.2. Aprendizaje no supervisado

Los datos introducidos en el sistema no están etiquetados y el sistema tiene la capacidad para construir una estructura inherente a los datos. Estos algoritmos se usan principalmente en tareas donde es necesario analizar los datos para extraer un nuevo conocimiento (establecimiento de algún tipo de patrón) o agrupar entidades por afinidad. Ejemplo: *clustering* y reducción de la dimensionalidad.

2.27.3. Aprendizaje por reforzamiento

Está diseñado para gestionar acciones con base en las interacciones con su entorno. La interacción provoca un resultado y el sistema recibe recompensas o penalizaciones. El algoritmo maximiza las recompensas y registra las acciones para una interacción futura.

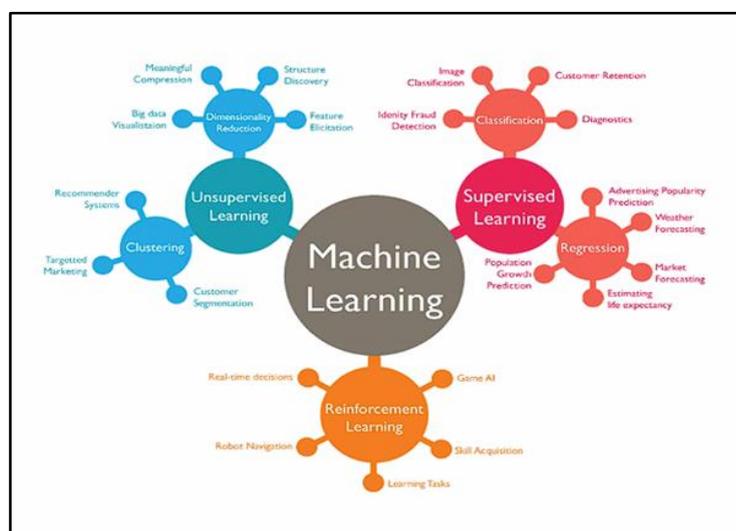


Figura 14. Tipos de *Machine Learning* y sus aplicaciones (Kaifeng G, *et al.*, 2020).

2.28. *Deep Learning* (aprendizaje profundo)

El aprendizaje profundo, mejor conocido como *deep learning*, es una rama de la inteligencia artificial cuyo objetivo es identificar patrones a partir de las redes neuronales, mejor conocidas como neuronas artificiales y generar predicciones. Las redes neuronales (RNA) o *artificial neural networks* (ANN), son unidades de procesamiento que fueron creadas con base en el funcionamiento del cerebro humano, replicando la neurona biológica con la intención de generar una variable, a través de modelos matemáticos entrenables que permiten encontrar relaciones funcionales entre dos conjuntos de datos (Banchs,R 2016)

Las neuronas artificiales poseen una arquitectura como las biológicas y están compuestas por una capa de entrada conformada por nodos, una o más capas ocultas (función de activación) y una capa de salida (IBM, 2023). Así, cada nodo (X) o neurona artificial se conecta a otro y tiene un peso (W) y un umbral asociado, como se muestra en la Figura 15.

Se debe destacar que la relación que existe entre el peso asociado a cada nodo está relacionada según la naturaleza de los datos debido a que el peso es un número positivo si un nodo estimula a otro, o negativo si un nodo suprime a otro. Así mismo, los nodos con valores de peso más altos tienen mayor influencia en el resto de los nodos (Barrios, 2024).

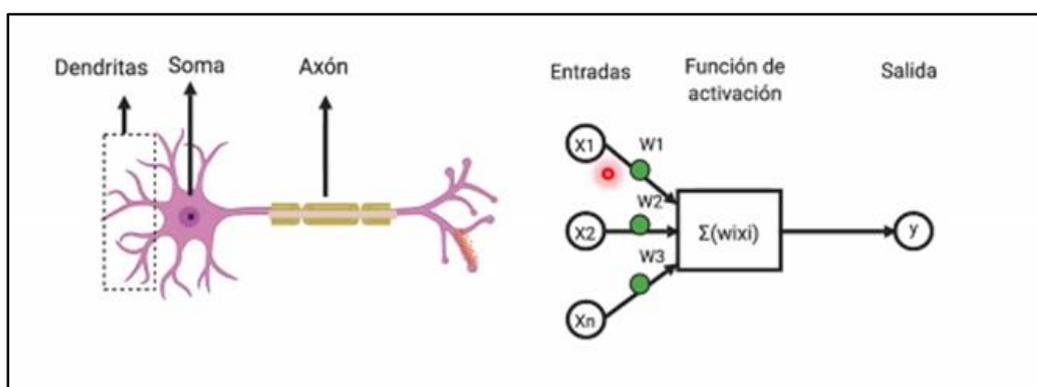


Figura 15. Comparación entre una neurona biológica y una artificial. (García, U 2020)

En la actualidad, dentro del aprendizaje supervisado las RNA han sido ampliamente utilizadas para la predicción de diversas variables, debido a su capacidad para extraer relaciones no lineales entre un escaso conjunto de datos (Rolon, L *et al.*, 2009); es

decir se emplean para optimizar la caracterización de un yacimiento, como por ejemplo en la creación de registros sintéticos, predicción de propiedades (porosidad, permeabilidad, temperatura), facies petrofísicas, pronósticos de producción, etc.

2.29. Algoritmo perceptrón multicapa (APM)

En 1958 Rosenblatt desarrolla el perceptrón, o neurona artificial simple, que es un tipo de red neuronal sencilla que permite reconocer los patrones encontrados en un conjunto de señales de entrada luego de un proceso de aprendizaje, el cual consiste en reforzar el valor de las conexiones sinápticas que contribuyan a obtener una respuesta convergente al conjunto de salida y, por el contrario, disminuir el valor de aquellas conexiones que contribuyan a obtener una respuesta incorrecta. Sin embargo, este modelo presenta limitaciones, debido a que a su estructura simple se le resulta imposible la resolución de problemas no lineales.

Por tal razón, Minsky, M y Seymour, P (1969) proponen el modelo de perceptrón multicapa (APM), el cual es una variación del modelo inicial, donde se añaden una o más capas ocultas en la estructura básica de la red, lo que se traduce en una combinación de diferentes perceptrones simples que permiten a la red establecer relaciones más complejas mediante la sectorización de las señales de entrada para su posterior clasificación (Figura 16). No obstante, no existe un método o regla que determine el número óptimo de capas y neuronas ocultas para resolver un problema dado, por lo que en la mayoría de los casos prácticos estos parámetros se determinan por ensayo y error (Isasi P y Galván, I 2004).

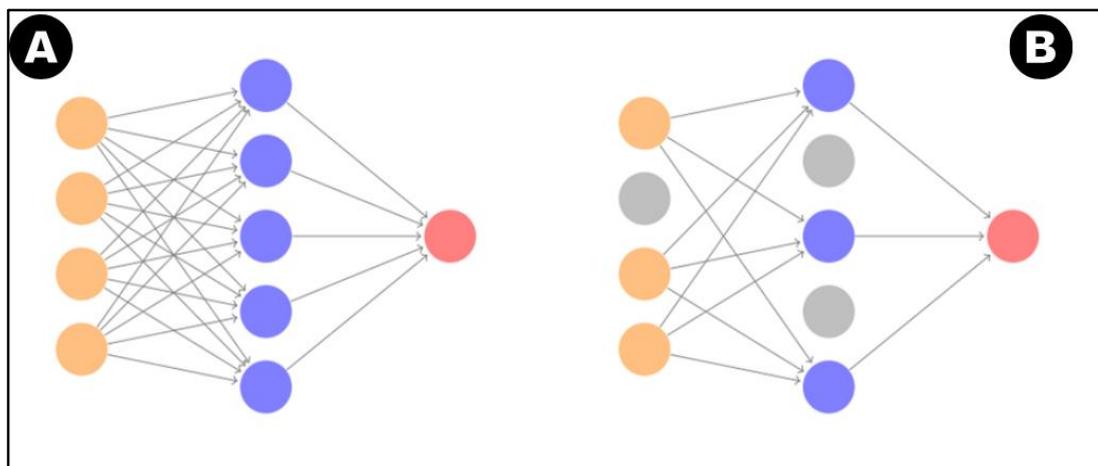


Figura 16. Arquitectura de una red neuronal artificial perceptrón multicapa. Véase aprendizaje en (A): red totalmente conectada. (B): red donde las capas en las capas de entrada y oculta se encuentran activas. A la izquierda obsérvese cómo los nodos en gris se seleccionan son ignorados en una

2.30. Algoritmo de aprendizaje de retropropagación

La retropropagación o *backpropagation*, es un algoritmo de aprendizaje supervisado para redes neuronales que consiste en tomar el error cuadrático generado entre la salida de la red y la salida deseada, para luego propagarlo hacia las capas anteriores sistemáticamente, identificando la contribución de cada neurona en la capa oculta a dicho error. Esto le permite a la red modificar los pesos de dichas neuronas con cada iteración, con el objetivo de minimizar el error medio cuadrático de salida (Isasi, P y Galván, I 2004).

2.31. Curvas de Chan para Predicción de Mecanismos de Producción de Agua

Chan, K (1995) introdujo un gráfico log-log de la relación agua-petróleo (RAP) y la derivada de RAP (RAP'). frente al tiempo para distinguir entre el fenómeno de conificación y el de canalización. El valor de la relación agua/petróleo utilizando datos reales de producción de agua y petróleo se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$RAP = \frac{Q_w}{Q_o} \quad [6]$$

Esta ecuación muestra la relación entre la tasa de agua producida (Q_w) y la tasa de petróleo producido (Q_o) por un pozo concreto. Del mismo modo, el valor derivado del RAP con respecto al tiempo se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$RAP' = \frac{d(RAP)}{dt} = \frac{(RAP_2 - RAP_1)}{t_2 - t_1} \dots\dots\dots [7]$$

La Ecuación 7 muestra las derivadas de la tasa de agua a la tasa de petróleo que es igual al RAP calculado en el periodo de tiempo de t_2 restado el RAP calculado en el tiempo de producción t_1 dividido por la diferencia de los periodos de tiempo ($t_2 - t_1$).

Este método puede utilizarse para diagnosticar y evaluar rápidamente los mecanismos. En realidad, este método utiliza gráficos generados a partir de los datos históricos de producción disponibles. Estos gráficos incluyen:

1. Historial de producción para todo el período o período de inyección de agua para agua y petróleo
2. RAP y derivados de RAP
3. Petróleo acumulado producido

4. Disminución de la tasa de petróleo y gas

Estos gráficos proporcionan un perfil completo del comportamiento pasado y presente de la producción de agua y del potencial de producción restante del pozo (Chan, K 1995).

2.31.1. Técnica

Según Chan, se ha generado un conjunto de gráficos de diagnóstico mediante la realización de una serie de estudios sistemáticos de simulación numérica de control del agua utilizando un simulador de petróleo negro. El simulador tridimensional y trifásico tiene capacidad para modelizar el comportamiento del flujo del yacimiento bajo diferentes mecanismos de accionamiento y operaciones de inyección de agua. Los gráficos log-log de la relación agua/petróleo (RAP) frente al tiempo se observaron más eficaces para identificar las tendencias de producción y el mecanismo problemático más importante. Además, las derivadas de los gráficos RAP vs tiempo se utilizaron para diferenciar si la producción excesiva de agua se debe a un mecanismo de conificación de agua o de canalización multicapa.

En la Figura 17.1, hay una clara distinción entre el desarrollo de un cono de agua y una canalización multicapa usando el mismo conjunto de datos PVT y de distribución de saturación, datos petrofísicos y las mismas condiciones iniciales, excepto por la diferencia en la configuración del modelo es la geometría del flujo. De la Figura 17.1 se desprende claramente que hay tres periodos de desarrollo de la RAP. En el periodo inicial, las curvas RAP permanecen planas mostrando casi la condición inicial. El valor de la RAP inicial depende de la saturación inicial de agua y su distribución entre todas las capas y las funciones de permeabilidad relativa. La duración de este periodo depende del mecanismo de impulsión del agua.

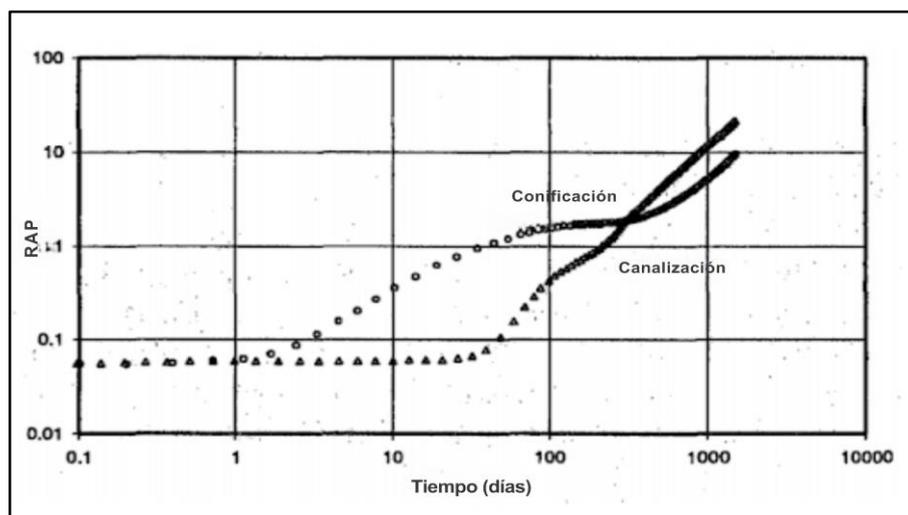


Figura 17.1. Comparación entre conificación y canalización Relación Agua Petróleo (RAP) (K.S. Chan, K 1995)

Se puede observar en la Figura 17.1 que el tiempo de salida es muy corto para el *coning*, dependiendo de diferentes parámetros como la distancia entre el contacto agua-petróleo (CAPO) y el fondo del intervalo perforado más cercano, la relación anisotrópica, la caída de presión de producción y las funciones de permeabilidad relativa. El tiempo de salida del cono de agua es el tiempo en el que el cono de agua inferior ha alcanzado el fondo del intervalo perforado. Mientras que, para la canalización, la Figura muestra un tiempo de salida más largo pero más pronunciado, el tiempo de salida depende de la separación entre pozos, la tasa de inyección, la reducción de la presión de producción, la saturación inicial de agua y las funciones de permeabilidad relativa. El tiempo de salida de la canalización de agua de la curva RAP corresponde a la penetración de agua en una capa de una formación multicapa.

El segundo período de tiempo ilustrado en la Figura muestra que la RAP aumenta con el tiempo y la tasa de aumento es diferente para los distintos problemas. La tasa de incremento de RAP para el *coning* es relativamente lenta y gradualmente alcanza un valor constante al final de este periodo. Durante este periodo, el cono de agua del fondo crece verticalmente hacia arriba (hasta cubrir la mayor parte del intervalo de perforación) así como se expande radialmente y la saturación de petróleo disminuye hasta la saturación de petróleo residual. Por el contrario, en el caso de la canalización, la producción de agua de la capa de rotura aumenta muy rápidamente, por lo que la RAP aumenta con relativa rapidez.

La pendiente de la RAP de canalización del agua depende de la saturación inicial de agua y de las funciones de permeabilidad relativa. El periodo de transición comienza cuando el aumento de la RAP se ralentiza al final del segundo periodo. Este periodo de transición puede ser muy corto en función del contraste de permeabilidad y corresponde al agotamiento de la producción de la primera capa de penetración (*breakthrough*).

En el tercer período, en el caso del cono de agua se desarrolla un cono de pseudoestado estacionario y el pozo produce principalmente agua de fondo. El cono de agua se convierte en un canal conductor de agua de fondo en el que el aumento de RAP es muy rápido, similar al del caso de canalización. Mientras tanto en la canalización, el aumento de RAP retoma el mismo ritmo después de pasar por la fase de transición. Todas las pendientes de la RAP de canalización, incluida la del caso de conificación, serán muy próximas porque están controladas principalmente por las funciones de permeabilidad relativa, considerando las mismas características del acuífero.

Estudios posteriores revelan que la derivada temporal de la RAP (RAP') puede utilizarse para diferenciar coning y channeling. Las Figuras 17.2 y 17.3 muestran la RAP y la RAP' para la conificación y la canalización, respectivamente. La RAP' muestra una pendiente positiva casi constante para la canalización, pero es completamente diferente, ya que hay una pendiente negativa cambiante para el coning.

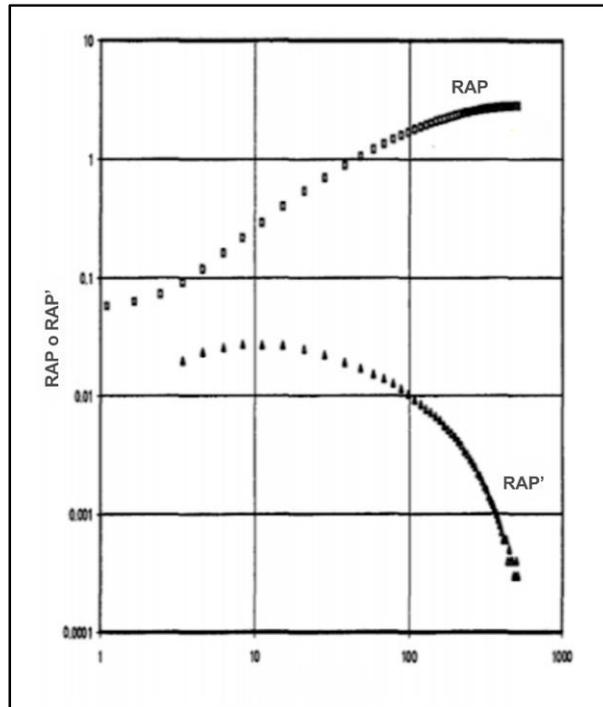


Figura 17.2. Conificación del agua del fondo RAP y derivada RAP' (Chan, K 1995)

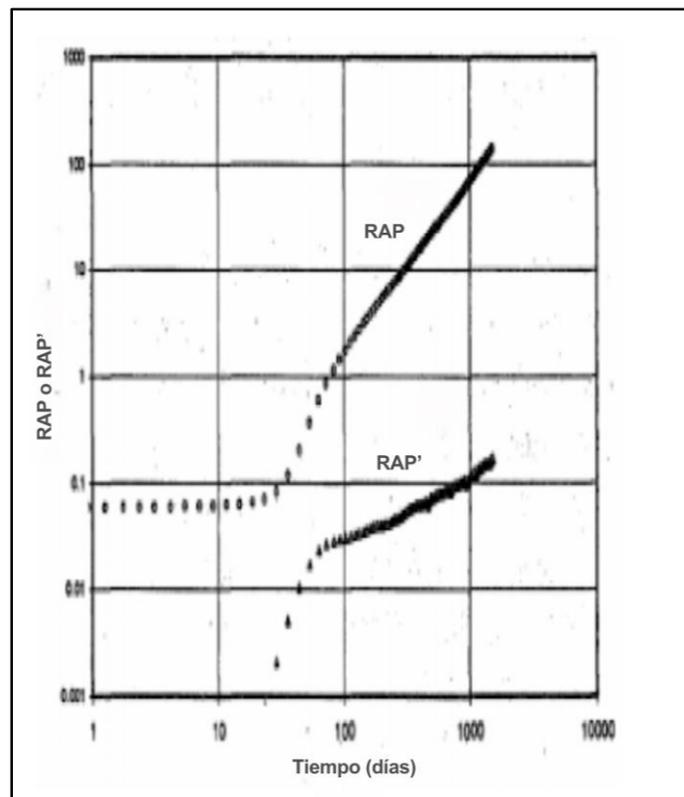


Figura 17.3 Canalización multicapa RAP y RAP' (Chan, K 1995)

La pendiente de RAP' para la canalización aumenta a un ritmo constante y muy gradual en comparación con el aumento muy rápido y abrupto de la curva RAP para la canalización. Este RAP' es muy útil ya que la curva correspondiente en *coning*

distingue claramente estos mecanismos. Este gráfico RAP' es muy útil para determinar el mecanismo de producción excesiva de agua cuando los datos de producción son muy limitados.

2.32. Presión de avance capilar (*breakthrough capillary pressure*)

La presión capilar de avance es la presión a la que una fase no humectante puede fluir a través de un medio poroso. La presión de avance determina la eficacia del sellado de la roca sello y la generación y migración de fases gaseosas, especialmente en presencia de aguas subterráneas.

CAPÍTULO III

GEOLOGÍA REGIONAL

3.1. Cuenca Oriental

3.1.1. Generalidades

Es considerada la segunda cuenca petrolífera del país por su superficie total, siendo una cuenca tipo *foreland* de aproximadamente de 165.000 km (Porrás, J 2003). De acuerdo a González de Juana *et. al.* (1980), se define como una gran depresión asimétrica de 800 km en sentido oeste-este y posee un ancho promedio de 200 km en sentido norte a sur. Así mismo, el Léxico Estratigráfico de Venezuela (LEV) (1997), expone que estructuralmente posee un flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectada a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras (Figura 18).

Dicha cuenca abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parcialmente en el Estado Sucre. Está limitada cardinalmente por:

- Norte: Por la Cordillera de la Costa, específicamente por el cinturón móvil de las serranías de interior central y occidental.
- Sur: Por el río Orinoco y el borde septentrional del Cratón de Guayana.
- Este: la costa del delta del Orinoco, principalmente, no obstante, es importante destacar que la cuenca continúa por debajo del Golfo de

Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se profundiza en el Atlántico.

- Oeste: el levantamiento de El Baúl.



Figura 18. Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias Sedimentarias. Donde L.E.B. = lineamiento de El Baúl, límite entre las cuencas de Oriente y Barinas-Apure. Tomado de WEC, 1997)

De acuerdo a Méndez, O, se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos, tomando en consideración características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas de la Cuenca Oriental de Venezuela. Se subdivide en dos subcuencas: la de Guárico y la de Maturín, las cuales están separadas entre sí por estructuras complejas, asociadas al sistema de fallas de Anaco y sus estructuras de inversión asociadas.

3.1.2. Evolución geodinámica de la cuenca Oriental de Venezuela

La historia de la Cuenca Oriental es producto de la interacción entre la placa Caribe con la sudamericana, la cual ha dado lugar a las cuencas sedimentarias donde se localizan las formaciones de yacimientos de petróleo y gas. Su origen es controversial (Meschede y Frisch 1998; James, 2006, James, 2009; Pindell *et al.*, 2006) y no presenta un centro de expansión oceánico dando diversas teorías asociadas a su origen evolutivo como:

- El modelo “autóctono” que propone una formación *in situ*.
- El modelo “alóctono” que propone una formación en la región del Pacífico y una deriva hasta su posición actual.
- Un tercer modelo “alóctono” ha surgido recientemente dando un origen atlántico a la placa Caribe. (Orihuela, 2012).

Sin embargo, en este apartado, si bien existen conjeturas en el asunto, para esta investigación se explicará la evolución de la cuenca con base en el modelo alóctono del Pacífico al ser el más aceptado por la comunidad científica actualmente.

En el mismo orden de ideas, Parnaud *et al.*, (1995) afirman que la evolución geodinámica de la cuenca Oriental se puede dividir en 4 episodios claves:

3.1.2.1. Margen pasivo

Comprende el lapso de tiempo comprendido entre el Jurásico Tardío o Cretácico Temprano y el Eoceno-Oligoceno (Porras, J 2003).

- **Paleozoico: Pre Rift en el Paleozoico.**

En el límite Paleozoico-Mesozoico, Venezuela está marcada por la Orogénesis Herciniana en el Pérmico del occidente venezolano. De acuerdo a Lugo (1991) los cambios paleogeográficos importantes como la elevación del borde septentrional del Cratón de Guayana, retiro del mar hacia el norte de Venezuela occidental, elevación topográfica de la cordillera andina ancestral (arco de Mérida) con dirección NNO-SE, se evidencia en el occidente por plegamientos e intrusiones graníticas básicas, el occidente era las cuencas del paleozoico inferior, donde el terreno autóctono se encuentra en el subsuelo de la Cuenca Oriental y en la de Barinas Apure al sur de la Falla de Apure.

Las rocas pre cretácicas no han sido diferenciadas en el área; sin embargo, hacia el suroeste del edo. Anzoátegui, en el área de Zuata, se han perforado rocas de edad Devónico Superior a Carbonífero Inferior, las cuales han sido designadas con los nombres de Formación Carrizal y Formación Hato Viejo (González de Juana *et al.*, 1980).

- **Jurásico – Cretácico temprano: fase *Rifting* y *Drifting***

De acuerdo a Dott (1974), el Mesozoico se presenta en Venezuela en dos provincias geológicas diferentes, una de dominio

epicontinental y otra de dominio geosinclinal.

En la plataforma epicontinental “estable” (González de Juana *et al.*, 1980), expone que los sedimentos que corresponden al dominio autóctono, se encuentran distribuidos en la Cordillera de los Andes venezolanos, Sierra de Perijá, Serranía del Interior y en el subsuelo de Maracaibo, Barinas y Venezuela oriental.

Esta etapa se caracterizó por la rotura o *rifting* de Pangea, la cual produjo variaciones estructurales significativas como hemigrabenes sobre las fajas plegadas y parcialmente peniplanadas del Paleozoico (LEV, 1997), los que condicionaron la evolución de las cuencas sedimentarias venezolanas; la apertura del Protocaribe se evidenció en el Oriente con la aparición del Graben de Espino. Hedberg (1947) describe al Graben como una secuencia de origen continental, compuesta de lutitas rojas y diques basálticos como Formación La Quinta, cuya edad se ha establecido como Jurásico. Feo-Codecido *et al.*, (1984) mencionan la existencia de más de 5.000 pies de sedimentos rojos, asignados a la Fm. La Quinta, intercalados con lavas basálticas de 162 Ma. Posteriormente, de acuerdo a Rojas, expone que fue rellenado por sedimentos continentales, evidenciándose en el subsuelo de la Cuenca Oriental de Venezuela en la Fm. Ipire.

3.1.2.2. Cretácico – Paleógeno: transgresión

La sedimentación fue controlada por el sistema de fallas de los grabenes Jurásicos, la historia de sedimentación del Grupo Sucre es indicativa de un margen pasivo tipo Atlántico, que se evidencia con una plataforma bien definida y extensa, de tipo diacrónica ya que se observan litologías de tipo carbonática-clásica.

Como uno de los fenómenos más importantes en el cretácico temprano, la transgresión cretácica que es un efecto tardío de la separación de Pangea y se relaciona directamente con la apertura del *rift* del Atlántico sur, proviene del mar abierto formado entre Norte y Sur América durante el Jurásico. En el Oriente se inicia con una

transgresión generalizada hacia el sur que alcanza su máxima extensión en las cercanías del curso actual del río Orinoco, durante el Turoniense-Coniaciense. Sin embargo, todavía es problemático conocer su comienzo al desconocerse la base del Grupo Sucre (González de Juana, *et al.*, 1980).

En el cretácico tardío, al final del Albiense la invasión marina que coincide con el pulso mundial transgresivo es la responsable de la sedimentación de calizas, lutitas y fñanitas ricas en materia orgánica tanto en América como en Europa. Dicha transgresión llegó a cubrir extensas zonas hacia el sur del país, las cuales se mantenían como áreas expuestas a la erosión desde finales del Jurásico o incluso, desde finales del Paleozoico, lo cual produjo el depósito de las rocas madres por excelencia en las cuencas petrolíferas venezolanas Rojas, A. Entre las cuales destacan, en Oriente con el depósito de la roca madre Fm. Querecual y Fm. San Antonio en la Serranía del Interior Oriental. El máximo de transgresión y anoxia se estima que ocurrió entre el Turoniense y el Campaniense 72-91 Ma. (González de Juana, *et al.*, 1980).

La sedimentación del Cretácico-Paleógeno está influenciada por la subsidencia tectónica de la cuenca y a variaciones globales en el nivel eustático (Di Croce, 1995; Parnaud, *et al.*, 1995; Di Croce *et al.*, 1999). Por esta razón, el Cretácico tardío en Venezuela finaliza durante el Maastrichtiense con unidades regresivas respecto a los ambientes más profundos de las rocas madres como son las Fm. San Juan y Fm. Vidoño. (González de Juana, *et al.*, 1980).

En el Paleoceno-Eoceno, el este no estuvo influenciado por los frentes de deformación del Caribe, observándose así el depósito de formaciones como Fm. Vidoño, Fm. Caratas y Miembro Tinajitas.

3.1.2.3. Margen activo (Oligoceno Superior-reciente)

Estuvo dominada por la colisión oblicua placa Caribe y Sudamericana (compresión-transpresión)

La zona de interacción entre las placas Caribe y Sudamérica comprende en este periodo una amplia zona de deformación oblicua dextral de 250 a 500 km de ancho que litológicamente se observa cómo provincia alóctona. Comienza en el Mesozoico con el desarrollo de facies sedimentarias que fueron afectadas por tectonismo, metamorfismo y actividad ígnea (Bell, 1968b; 2).

De acuerdo a Pindell *et al.*, (1987) expone que la placa de Caribe, es alóctona y tiene su origen en el pacífico, al ser una placa alóctona, al movilizarse en un choque oblicuo con la placa Suramérica, en una dirección SO-NE, en los márgenes de convergencia oblicua los esfuerzos del régimen compresivo explican el contemporáneo desarrollo de fallas de rumbo paralelas al margen y de fallas inversas y pliegues (Fitch, 1972).

Este diacronismo caribeño, es un proceso que modifica paulatinamente el margen pasivo por medio de la compresión a uno a uno de tipo transpresivo, generando así, por medio de 7 pulsos tectónicos una serie de cuencas antepaís en borde norte de la placa suramericana, la Cuenca Oriental de Venezuela se transforma en una cuenca de antepaís (*foreland*) durante el Oligoceno (Parnaud *et al.*, 1995), producto del levantamiento de la Serranía del Interior resultado de la deformación de extensas zonas asociadas al sistema de fallas de Boconó, San Sebastián y Oca; cuencas extensionales se mantienen al norte del Estado Falcón (Macellari, 1995) donde la subcuenca de Maturín se observan las fallas de rumbo dextral de orientación N70°E a E-O como la falla El Pilar, y a los cabalgamientos y pliegues asociados de orientación N70°E a E-O como los de El Furrial y Pirital. Debido a este choque entre placas, lo que generó una subsidencia de tipo flexural, en forma de “herradura abierta” (hacia el atlántico que alcanzó la máxima profundización de la cuenca (*foredeep*) (Escalona, A y Mann, P 2011) (Figura 19). La cima de esta secuencia está representada por una discordancia que indica un episodio de erosión subaérea (Parra, M *et al.*, 2010).

Posteriormente, en el Neógeno en esta nueva configuración de la cuenca se depositan por lutitas marinas de la que corresponden a la Formación Carapita (Duerto, 2007), que pueden ser correlacionadas lateralmente con

formaciones como Oficina y Freites (Figura 19.1), las cuales poseen diversos de tipo depósito costeros, fluvio deltaicos, marino abierto. Cuando se depositaron los sedimentos de la Formación Oficina la zona estudiada se encontraba ya en un contexto de cuenca de antepaís. Esta situación perduró hasta tiempos recientes. Únicamente los depósitos más recientes (Formación Mesa del Pleistoceno superior) no están afectados por la deformación compresiva en el Norte, ahora activa solamente en el este de Trinidad (Passalacqua, G *et al.*, 1995).

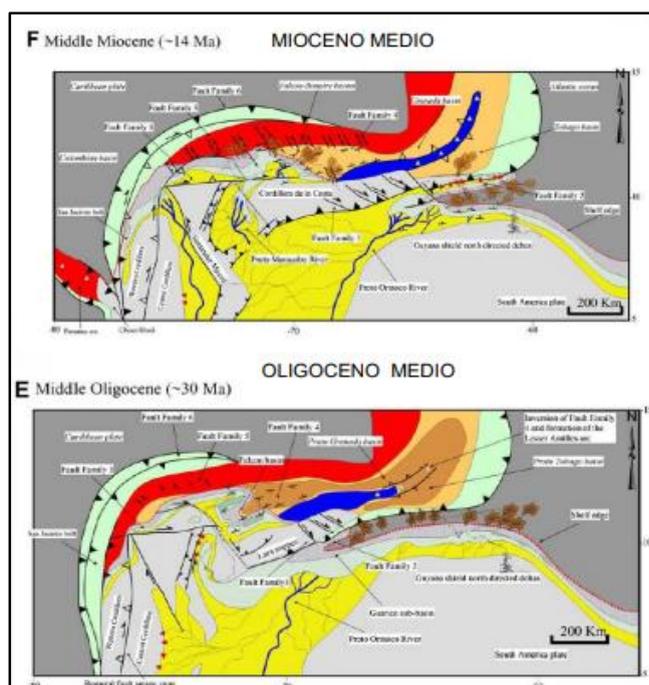


Figura 19.1. Régimen tectónico durante el Mioceno al Oligoceno medio. Imagen extraída de Mann, P y Escalona, A (2011)

Luego en el Plioceno la orogénesis en todo el norte de Venezuela terminó de definir las cuencas petrolíferas actuales y levantó extensas zonas constituyendo el Sistema de Montañas del Caribe y el ramal de los Andes venezolanos. Para la subcuenca Maturín en el Plioceno-Pleistoceno, la subcuenca Maturín fue llenada por sedimentos continentales de las formaciones Las Piedras y Mesa debido a una importante fase de subsidencia en la cuenca. Jacome *et al.* (2003) relacionaron este hundimiento no sólo con la carga de empuje sino principalmente con la subducción del manto litosférico de la placa del Sudamericana debajo de la placa del Caribe (Figura 19.2)

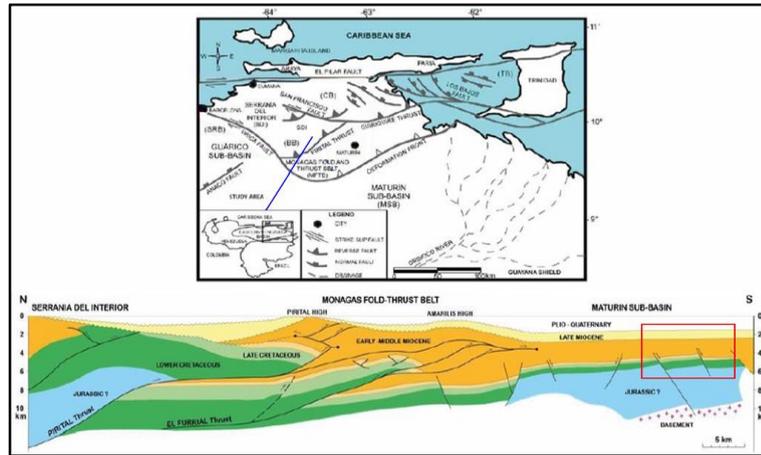


Figura 19.2. Sección estructural N-S de la cuenca antepaís correspondiente a la Cuenca Oriental de Venezuela, ilustrando en el cuadro rojo de la imagen inferior la región sísmica que representa a los campos de Zapatos Mata R en la zona del *foredeep* de esta cuenca, mostrando el basculamiento y el buzamiento de las principales fallas normales hacia el sur del área. Tomado de Baritto, I y Ojeda, M (2024)

Por lo anteriormente expuesto, la cuenca Oriental tiene una configuración compleja puede contener en todo su registro hasta 2.000 pies (ft) de sedimentación pre cretácica y terciaria en su posición más profunda, entre las cadenas montañosas terciarias situadas al norte y el Escudo de Guayana, ubicado al sur (Parra, 2010) (Figura 20).

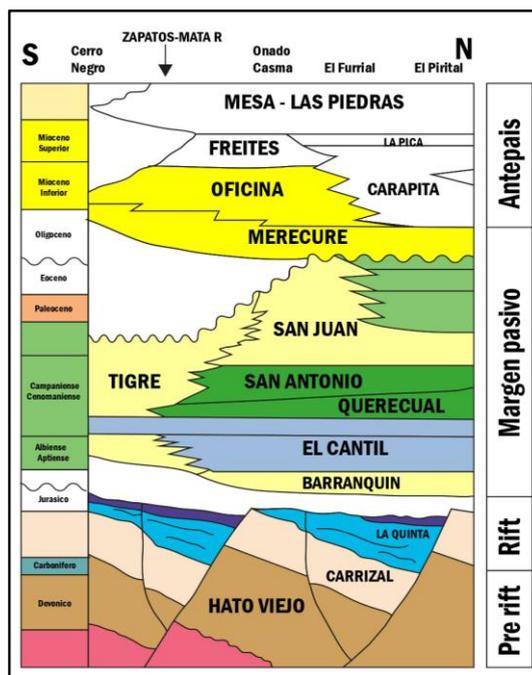


Figura 20. Cuadro tectono-estratigráfico de la Cuenca Oriental de Venezuela. Gráfico modificado de Beicip (2002)

3.2. Subcuenca Maturín

De acuerdo a WEC (1997), la subcuenca Maturín constituye la principal unidad petrolífera en la Cuenca Oriental, donde la deformación estructural y los acunamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur (Figura 21).

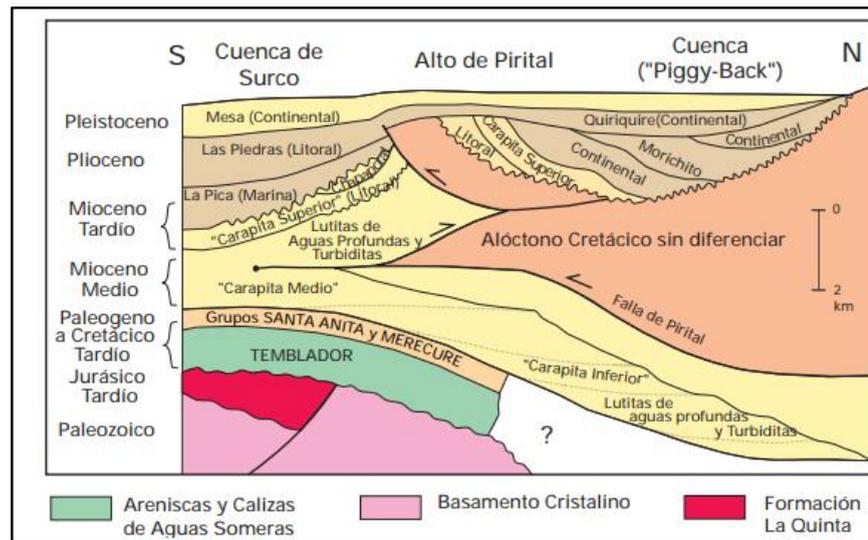


Figura 21. Sección estructural mostrando las unidades tectono-estratigráficas en el flanco norte de la Subcuenca de Maturín. En esta Figura se ilustran las complejas relaciones tectónicas y estratigráficas de las unidades sedimentarias. Figura extraída de WEC (1997)

3.3. Sistema petrolero de la cuenca Maturín

En la Serranía del Interior, la roca madre es Grupo Guayuta, específicamente la Formación Querecual, la cual es equivalente lateral de la Formación la Luna (Occidente), pero su espesor es casi el doble (WEC, 1997). Como se observa en la Figura 21, el flanco constituye una sedimentación espesa y compleja que ha sido afectada por la actividad tectónica (Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno), mientras que el margen sur presenta una estratigrafía más sencilla. En este sentido, existen varios candidatos de rocas yacimientos dependiendo de la ubicación en la cuenca.

Los principales sistemas petroleros de la Subcuenca de Maturín son:

1. Guayuta-Oficina (conocido(!))
2. Guayuta-Carapita (conocido(!))

En el Área Mayor de Oficina (AMO), la conformación del sistema presente (1) se puede observar en la Figura 22. Donde la roca madre es el Grupo Guayuta, las rocas yacimientos

importantes se encuentran en las Formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; y así como un sello regional de gran importancia conformado por la Formación Freites (WEC, 1997).

En este sentido, los principales campos petrolíferos, de oeste a este y en el norte de Monagas son: los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrrial, Orocuál, Boquerón, Quiriquire y Pedernales.

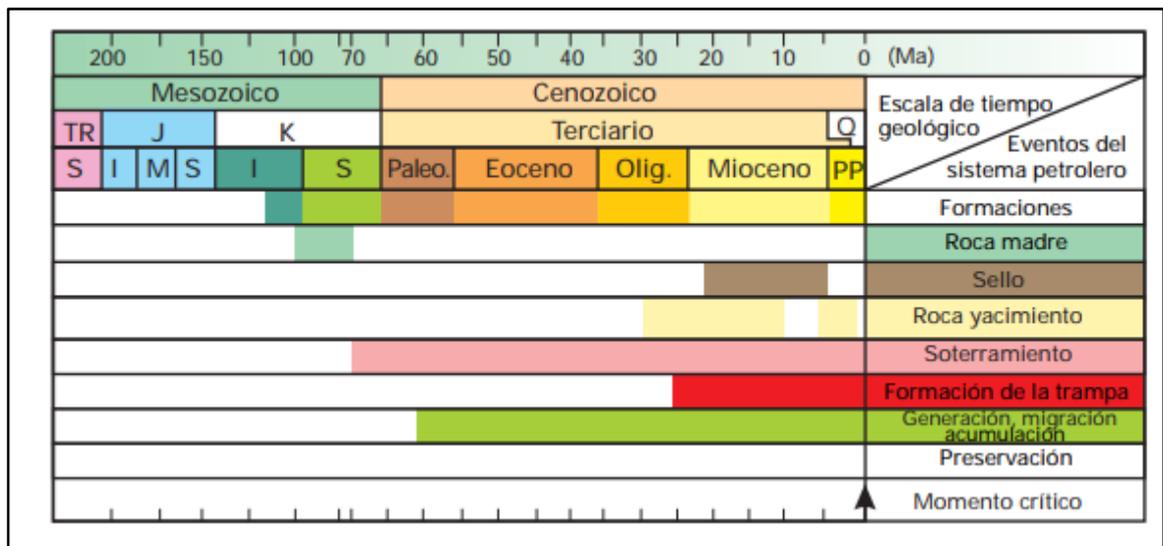


Figura 22. Tabla de eventos del sistema petrolero Guayuta-Oficina (conocido(!)) para la Subcuenca de Maturín, cuya cocina se localiza en el bloque de Pirital. Extraída WEC (1997)

3.4. Modelo Estratigráfico

Las formaciones presentes en el cuadrante de Zapatos Mata R son los siguientes (Figura 23):

3.4.1. Las Piedras

Es una Formación que posee un ambiente de tipo fluvial deltaico, y está compuesto por areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminar con lutitas gris a verdoso, arcillitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos (LEV, 1997). Aflora en la mayor parte de los estados Anzoátegui y Monagas. Esta formación cuya sedimentación ocurre durante el Mioceno Superior – Plioceno, es una unidad de ambiente salobre y se caracteriza por la presencia de arcillas y limolitas, intervalos firmemente laminados de arenas finas con lutitas arcillosas y lente de arena gris de granos muy fino; se observan también arcillas ligníticas y capas de lignito. Esta sedimentación aparece

transgresiva sobre Formación La Pica y Formación Freites infrayacente en los bordes norte y sur de su área de sedimentación y por debajo de la Formación Mesa.

3.4.2. Freites

Es una formación lutitas físis verdes a gris verdoso, es el sello regional del área de estudio. Se presenta en el flanco Sur de la Cuenca. En su porción inferior el ambiente de sedimentación predominante es el marino somero, pasando a ambientes de aguas algo más profundas en la parte media y la parte superior corresponde de nuevo a agua más someras. Suprayace concordantemente a la Formación Oficina. Su sedimentación puede extenderse hasta el Mioceno Superior, se observa la presencia de arenisca sobre el tope y la base, en contraste con la parte media y mayor de la unidad. (LEV, 1997).

3.4.3. Oficina (Mioceno Temprano a Medio)

Se presenta en el subsuelo de todo el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Consiste de lutitas y arenas alternantes perteneciente al Mioceno Medio. Las areniscas desaparecen con el progresivo desarrollo de las lutitas hacia el eje, pero se multiplican alrededor de la periferia de la cuenca. En la secuencia se intercalan lignitos de amplia extensión, los cuales constituyen un factor litológico característico de estas formaciones. Debido a que el escudo de Guayana ubicado al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela es probablemente la fuente de arenisca de la formación Oficina, es de esperarse una secuencia de ambiente desde fluvial, al sur, pasando por deltaico o marino somero, a marino abierto en plataforma externa, al norte.

Esta Formación es una de las unidades estratigráficas más importante debido a su producción de hidrocarburos y las reservas remanentes presentes (alrededor de 12 MMBN). Constituye las rocas yacimiento al ser una formación que posee un ambiente fluvial deltaico alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Capas delgadas de lignitos y lutitas lignitas, arcilitas verdes y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas sideríticoglaucóníticas y calizas delgadas con estructuras como en cono (LEV, 1997).

3.4.4. Merecure: Oligoceno a Mioceno Temprano (?)

Definida en la Serranía del Interior, sobre el Subsuelo de la Cuenca Oriental de Venezuela, es el equivalente lateral arenoso del Grupo Merecure. El contacto superior con la formación Oficina es de aparente concordancia. Se caracteriza por la abundancia de arenisca de grano fino a grueso en capas masivas mal estratificadas, con estratificación cruzada. La sedimentación de la formación ocurrió en áreas dulces a salobres. La continuidad de estas capas está interrumpida por láminas y capas delgadas de lutitas (5 – 10 ft de espesor). Constituye las rocas yacimiento, está compuesta por areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos (LEV, 1997).



Figura 23. Columna Estratigráfica oficial donde se puede identificar los niveles estratigráficos oficiales del área de estudio. Extraído del reporte Interno sedimentología INTEVEP (2024)

3.5. Modelo Estructural

Estructuralmente, las cuencas de antepaís pueden ser divididas en cuatro zonas adyacentes paralelas y alargadas (Beicip, 2002) (Figura 24).

- La zona de mayor levantamiento, o cinturón de pliegues y cabalgamientos (*orogenic wedge*)
- La zona de mayor subsidencia (*foredeep*)
- Una zona de posible levantamiento (*forebulge*)
- Una zona de posible acumulación de sedimentos entre el *forebulge* y el cratón estable (*back-bulge*)

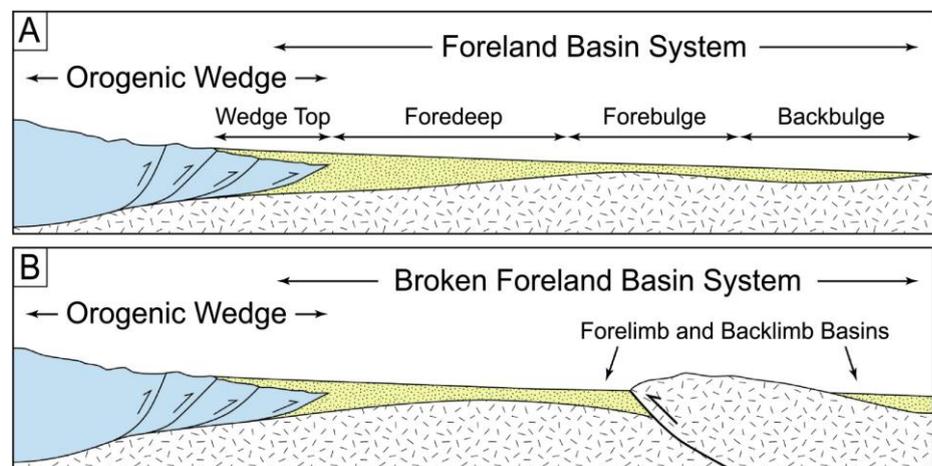


Figura 24. Divisiones de la cuenca antepaís. Fuente: Horton, B., *et al.*, (2022).

En la subcuenca de Maturín, se han logrado identificar las siguientes zonas adyacentes:

- Zona Norte (al norte del cabalgamiento frontal) que corresponde al cinturón de pliegues y cabalgamientos (*orogenic wedge*).
- Zona central (desde Acema-Casma hasta el cabalgamiento frontal) que corresponde a la zona de mayor subsidencia (*foredeep*).
- Zona Sur (desde Oritupano hasta Cerro Negro) definido como plataforma de antepaís y donde datos gravimétricos y magnéticos sugieren la posible existencia de un *forebulge* al límite norte del Cratón de Guayana.

El cuadrante de Zapatos Mata R está ubicado en la cuenca antepaís. A unos 30 km al sur del cabalgamiento frontal de Anaco, está ubicado en la zona de mayor subsidencia (*foredeep*) en su parte centro-distal (Figura 25). La deformación principal en que la Fm. Oficina y Fm. Merecure en los campos Zapatos Mata R está representada es un

homoclinal de buzamiento suave de 4 a 6° hacia el NNE, acompañado por otros rasgos estructurales como una zona de 3 fallas normales con componente dextral separadas entre 5 a 6 km de ancho, delimitando bloques basculados hacia el norte del área (Baritto, I y Ojeda, M 2024).

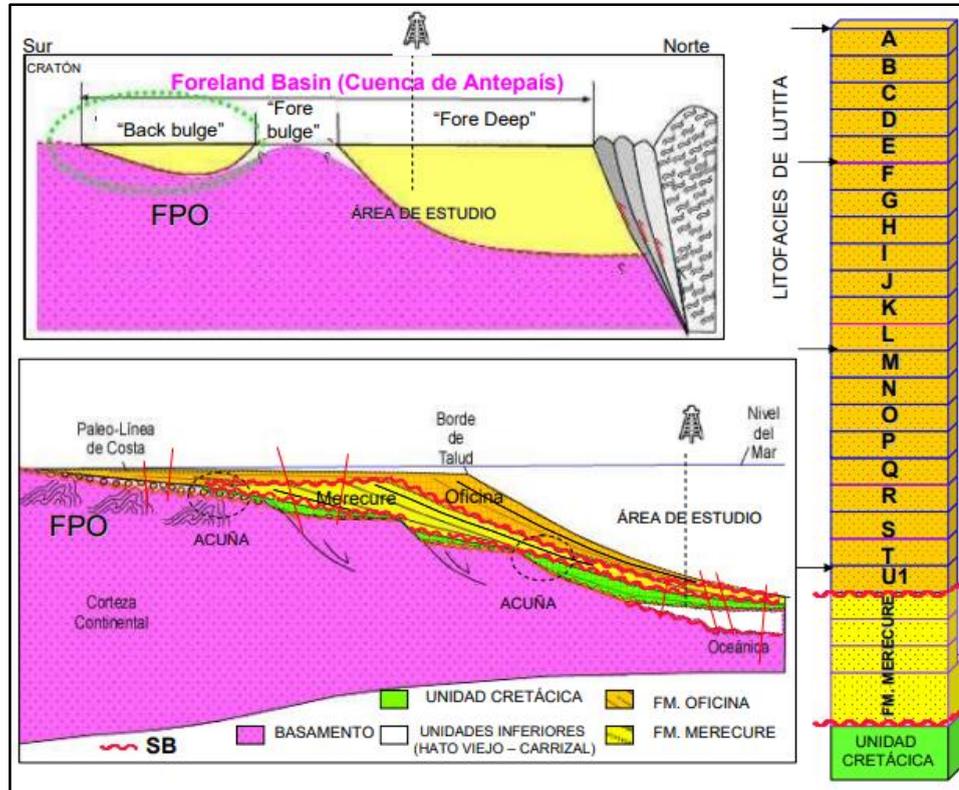


Figura 25. Extraída del reporte interno INTEVEP, elaborado por (Linares,C *et al.*, 2024)

De acuerdo a la interpretación, las fallas se clasificaron en dos grupos. El primero conformado por las fallas mayores, que poseen una orientación de E-W a N50E – N70E, buzamiento hacia el sur y saltos de fallas de mayor magnitud, que en su mayoría son originarias del graben Jurásico y que cortan toda la secuencia sedimentaria Cretácica, Oligocena y Miocena. El segundo está representado por fallas menores que presentan buzamientos en diferentes direcciones y saltos de menor magnitud, que por lo general se organizan a lo largo de las fallas mayores (Figura 26).

La mayor densidad de fallas se localiza en los niveles inferiores de la Formación Oficina, formando en profundidad una estructura en flor negativa que afecta la secuencia sedimentaria terciaria, siendo la zona sur del área de estudio la que tiene más compartimientos o bloques tectónicos desde el punto de vista estructural. Por este motivo, los autores concluyen que el régimen tectónico dominante es extensivo y transtensivo (*strike-slip*), con componente de rumbo dextral, con fallas normales orientadas N 60°E a

E-O que delimitan bloques basculados hacia el norte durante la depositación de la Formación Oficina. La zona puede haber sufrido una inversión tectónica debida al desplazamiento de un eventual *forebulge* desde el norte hacia el sur que afectó los depósitos miocenos y pliocenos (Baritto,I y Ojeda, M 2024).

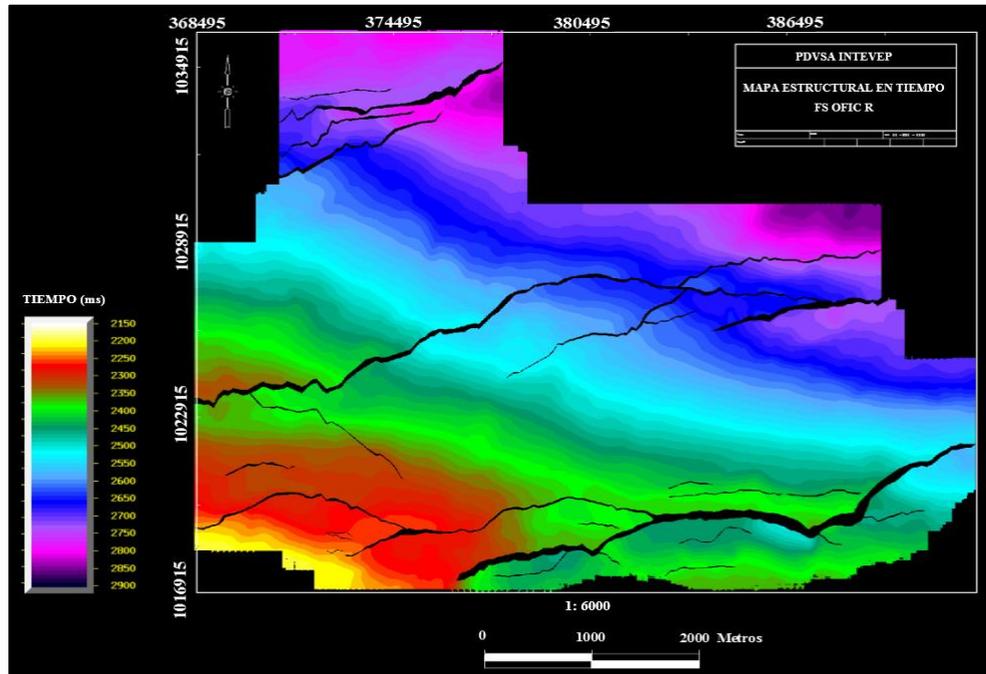


Figura 26. Horizonte sísmico en tiempo correspondiente al nivel de H_Fs_Oficina en R. Fuente: (Baritto,I y Ojeda, M 2024)

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1. Tipo investigación

Arias (2012) define la investigación como: “enfoque que se le da a la investigación en lo referente a niveles de explicación que se pueden deducir de sus resultados. En este sentido, las investigaciones se clasifican en exploratorias, descriptivas, correlacionales, documentales, explicativas, etc.”

La investigación exploratoria es una metodología que se utiliza para investigar un tema nuevo o poco estudiado, con el objetivo de obtener información preliminar y generar hipótesis para investigaciones posteriores (Arias, F 2012).

4.2. Diseño de la investigación

En este apartado se definirán las acciones pertinentes para alcanzar los objetivos planteados.

De acuerdo con Hernández *et al.*, (1995), la investigación documental depende fundamentalmente de la información que se obtiene o se consulta en documentos, entendiendo por estos todos materiales al que se puede acudir como fuente de referencia, sin que se altere su naturaleza o sentido, los cuales aportan información o dan testimonio de una realidad o un acontecimiento.

Mientras tanto, la investigación experimental se caracteriza fundamentalmente, por la manipulación y control de las variables o condiciones que ejerce el investigador durante el experimento, mediante los llamados diseños. Estos son un conjunto de procedimientos que, en condiciones rigurosas, el investigador manipula variables dependientes (VD) o variables independientes (VI), con el objetivo de medir su efecto sobre una o más variables dependientes y poder establecer una relación causa-efecto de las mismas. Por tal razón, este tipo de investigación parte de la hipótesis y su objetivo es probar su veracidad mediante los modelos. (Arias, F 2012).

Por esta razón, el diseño de la investigación, de acuerdo a Tamayo (2002), plantea que “para resolver un problema científico, generalmente conviene acotar que los tipos de investigación se combinan entre sí”. Por tanto, esta investigación es de tipo documental/experimental.

4.3 Metodología de la investigación

El proyecto de investigación ejecutado consta principalmente de 6 fases, el flujo de trabajo se puede visualizar en la Figura 27.

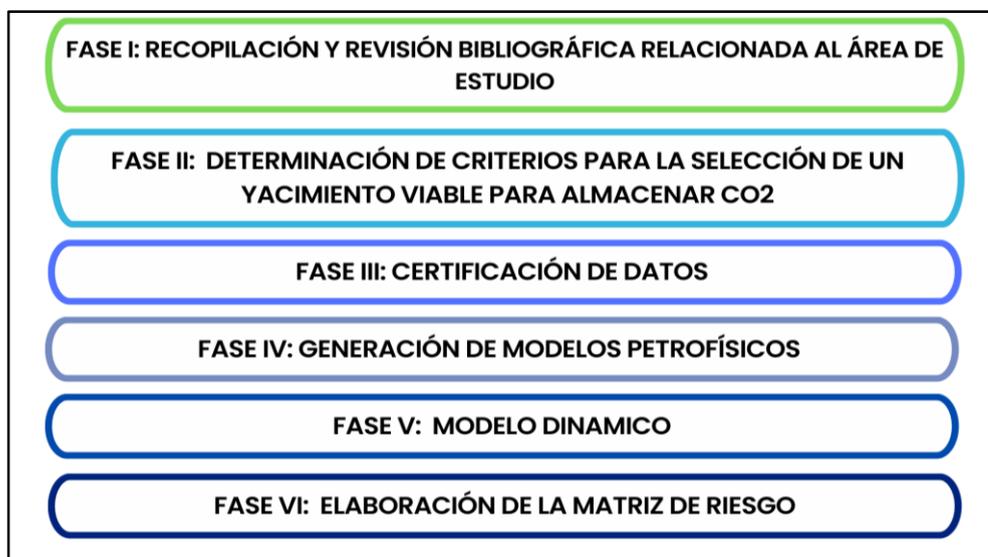


Figura 27. Metodología empleada en la investigación del presente Trabajo Especial de Grado

4.4. FASE I: Recopilación y revisión bibliográfica relacionada con el área de estudio

Esta sección abarca una exhaustiva revisión de la literatura científica y técnica relacionada con el tema, sentando las bases teóricas que respaldan la investigación, así como la compilación de datos relevantes provenientes de investigaciones previas, informes técnicos y experiencias prácticas en el campo Zapatos. El proceso derivó en el establecimiento de una base de datos que integra los registros de pozo, informes operacionales, información sedimentológica, estratigráfica, análisis de núcleos e historial de producción reportada, archivada y suministrada por la Gerencia de Exploración de PDVSA-INTEVEP. Con esta información se generaron tablas de inventario que permitieron organizar los datos disponibles para su posterior validación en la siguiente subetapa del proyecto.

4.5. FASE II: Determinación de criterios para la selección de un yacimiento potencial para el almacenamiento de CO

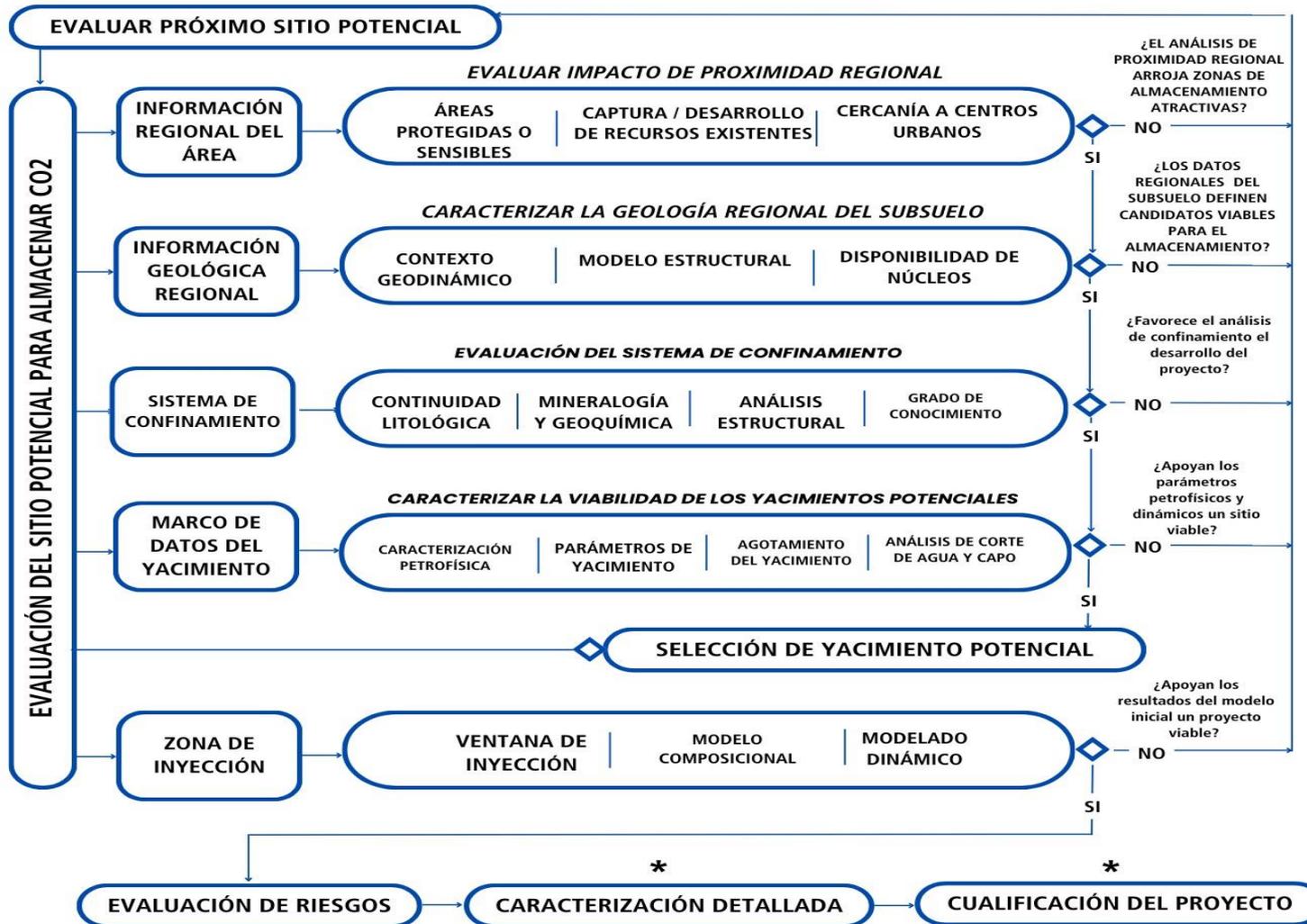


Figura 28. Diagrama de Flujo para selección del yacimiento potencial para el almacenamiento de CO₂. Adaptado del manual de *Best Practices* realizado por el *Intergovernmental Panel on Climate Change* (2005).

La selección de un yacimiento adecuado para el almacenamiento de CO₂ es un proceso crítico que requiere una evaluación exhaustiva de varios criterios técnicos, económicos, y ambientales. Para facilitar este proceso, se realizó un diagrama de flujo de criterios de selección que permite comparar diferentes niveles estratigráficos, subniveles y posteriormente yacimientos potenciales en función de parámetros clave (Figura 28). A efectos del presente estudio, el alcance del mismo será hasta la evaluación de riesgos.

Esta metodología sistemática dirige la investigación hacia la selección de un yacimiento propicio y eficiente, minimizando riesgos y maximizando la efectividad del almacenamiento de CO₂ a largo plazo. Se recabó información correspondiente a:

- Perfiles sísmicos en toda la zona de interés, preferiblemente tridimensionales o estudios bidimensionales poco espaciados;
- Mapas de contornos estructurales de yacimientos;
- Documentación y mapas de fallas;
- Secciones estratigráficas que muestren cualquier cambio lateral de facies en los yacimientos o sellos;
- Muestras de núcleos y recortes de perforación de los intervalos del yacimiento y del sello;
- Registros de pozos;
- Reservas de la zona;
- Datos de producción de petróleo y gas;
- Gradientes de presión y temperatura.

4.5.1. Información regional del área

El primer componente de la etapa de selección del sitio incluye un análisis de los datos de los recursos locales para determinar posibles problemas de proximidad regional o subregional. Como mínimo, tres características específicas del sitio podrían influir en el atractivo de una subregión (IPCC, 2005):

- I. Zonas protegidas y sensibles,

- II. Desarrollo de recursos existentes y,
- III. Núcleos de población.

Aunque la presencia de cualquiera de estas características no constituye una razón técnica para eliminar un posible sitio para captura y almacenamiento de carbono, su presencia podría requerir análisis adicionales, imprevistos, retrasos en el proyecto y un aumento de los costes del mismo (IPCC, 2005). Durante este proceso también se analizará la relación entre el proceso de captura y el sitio de inyección en términos de viabilidad económica.

4.5.1.1. Áreas Protegidas o Sensibles

Las áreas naturales protegidas de Venezuela son zonas del territorio catalogadas como Áreas Bajo Régimen de Administración Especial (ABRAES). La red de áreas protegidas comprende un gran conjunto de zonas destinadas a solucionar o minimizar los problemas ambientales que afectan a las regiones en las que se ubican.

Su clasificación corresponde con diversas Figuras legales que permiten darle protección a cada área en especial; estas Figuras son: parques nacionales, monumentos naturales, zonas protectoras, reservas hidráulicas, refugios de fauna silvestre, reservas de fauna, parques litorales, áreas críticas con prioridad de tratamiento, reservas forestales, lotes boscosos y zonas de aprovechamiento agrícola.

Para obtener dicha información, se consultó las áreas catalogadas como Áreas Bajo Régimen de Administración especial (ABRAES) según la Ley para la ordenación del Territorio, dictaminada por el Congreso de la República Bolivariana de Venezuela en 1986.

4.5.1.2. Desarrollo de Recursos Existentes / Captura

La ubicación de un proyecto de almacenamiento de CO₂ cerca de zonas activas de explotación de hidrocarburos existentes puede acarrear beneficios y riesgos intrínsecos. Por ejemplo, las explotaciones existentes de petróleo y gas natural pueden proporcionar información valiosa sobre el posible yacimiento de almacenamiento con una inversión mínima. Sin

embargo, es necesario conocer la integridad del cemento y el revestimiento de esos pozos, si el emplazamiento se califica posteriormente para la inyección y el almacenamiento.

Para estudiar estos parámetros, se estudiará la información local proporcionada por la Gerencia de Exploración y Yacimientos de INTEVEP, realizando un análisis general de las infraestructuras existentes para determinar en qué medida su presencia podría afectar a las operaciones de inyección y almacenamiento propuestas como posibles vías de fuga.

Otro factor importante será la localización de las posibles zonas de captura de CO₂ como factor de relevancia para el estudio de la infraestructura necesaria para el desarrollo del proceso de almacenamiento, así como la evaluación de los efectos de las impurezas del CO₂ en el sistema. Para ello, se consultará bibliografía sobre las plantas de compresión activas en Venezuela y principales industrias emisoras de CO₂. Para poder analizar los efectos de las impurezas del gas en su composición desde el centro de captura y su impacto en el sistema de confinamiento.

4.5.1.3. Cercanía a Centros Urbanos

Al considerar un sitio de almacenamiento en una zona densamente poblada deben examinarse detenidamente una serie de cuestiones. Entre ellos se encuentran los problemas relacionados con la obtención de permisos para las actividades de caracterización del sitio, los derechos sobre el espacio poroso y el acceso al terreno. Para la evaluación de este punto en específico, se consultó la correspondencia de permisología del Campo Zapatos en el Sistema Integral de Manejo de Datos Electrónicos (SIMDE) de PDVSA INTEVEP.

4.5.2. Información geológica regional

4.5.2.1 Contexto Geodinámico

Un primer criterio geológico de selección de áreas favorables para el almacenamiento de CO₂ podría derivar de la diferenciación entre zonas geológicas de rango mayor, es decir entre zonas cratónicas, orógenos y

cuencas sedimentarias.

A efectos del proyecto, se consideraron criterios condicionantes y de limitadas potencialidades para el almacenamiento de CO₂, todas aquellas cuencas que (IPCC, 2005):

- estén muy falladas y fracturadas,
- estén situadas en cinturones de plegamiento,
- presenten secuencias muy discordantes,
- muestren importantes procesos de diagénesis.

4.5.2.2. Fallas y Fracturas

Consiste en un análisis geológico integral que estudia las fallas y fracturas de la zona geológica para evaluar la viabilidad del proyecto de almacenamiento de CO₂. Este enfoque incluye principalmente la caracterización estructural de fallas, análisis de estrés y estabilidad. A través de técnicas de sísmica y estudios de campo, se tendrá un indicio del riesgo de fugas, garantizando que la formación geológica pueda confinar el CO₂ de manera efectiva y a largo plazo.

4.5.2.3. Disponibilidad de Núcleos

Debido al gran valor otorgado por las interpretaciones directas de propiedades de la roca y de fluidos para el estudio, especialmente los resultados derivados de los análisis de núcleo para la calibración del modelo de permeabilidad petrofísico y propiedades roca-fluido, se incluye este criterio como factor fundamental para la obtención de datos necesarios para el análisis de conveniencia de la zona estudiada.

4.5.3. Sistema de confinamiento

En este apartado es fundamental la identificación del modelo geológico presente que garantice el almacén del CO₂ y su confinamiento. Para ello, se debe tomar en consideración la identificación de trampas que constituyen el sistema de confinamiento, tanto de tipo estratigráficas como estructurales, limitadas por fallas que garanticen un entrapamiento físico en corto, medio y largo plazo. Se deberá evaluar:

- Reconocer el tipo de trampa presente en el yacimiento.
- La caracterización de un ambiente depositacional y régimen sedimentario que debe ser realizado idealmente a través de un análisis de facies a nivel regional y local y así asegurar la identificación de litologías de alta permeabilidad (CIEMAT, 2007) (tabla 7).
- Identificación de una roca sello, que deberá estar ubicada en una capa suprayacente a la del yacimiento. De acuerdo con el USGS (*United States Geological Survey*) establece que los sellos deben tener al menos 30 metros de grosor para lutitas homogéneas y 6 metros para evaporitas (Merrilla, M 2013). Así mismo, se deben analizar parámetros como litología, espesor, densidad de fractura (Kaldi, J 2013).
- Identificación de una roca yacimiento, la cual debe tener suficiente espesor y homogeneidad litológica, que a su vez está definido por múltiples factores como parámetros físicos, topográficos, químicos, litológicos y debe ser mandatorio que esté contenida en una trampa limitada por rocas impermeable (CIEMAT, 2007).

Tabla 7. Entornos depositacionales generalizados que producen litologías de sellado de baja permeabilidad. Extraído de Merrilla, M. (2013).

Entorno depositacional	Descripción de litologías de baja permeabilidad
Lutita de talud abierto y de cuenca	Lodos clásticos y carbonatados, flujos de gravedad distales y depósitos de precipitación hemipelágica.
Lutita de plataforma abierta	Limos clásicos, lutitas, lodos calcáreos, dolomías subaéreas ocasionales y evaporitas. Típicamente bioturbado. Puede estar laminado muy por debajo de la base del oleaje.
Lodos calcáreos de plataforma	Materiales carbonatados finos depositados como precipitación de algas calcáreas, precipitación química inorgánica y meteorización física.
Lutita lacustre	Unidades de roca fangosa de baja energía y alta productividad orgánica.

Evaporita salina de plataforma	Evaporitas de aguas poco profundas a escala regional con buena continuidad lateral y espesor.
Evaporita de marismas	Sales, lutitas y carbonatos producidos en marismas salinas secas denominadas sabkhas o en depresiones locales rellenas de salmuera denominadas salinas. La variación de facies hace que la correlación de los distintos lechos sea problemática, y los lechos de evaporita son más finos y menos homogéneos que las evaporitas salinas.
Evaporitas de aguas profundas	Depósitos superficiales de cristales de salmuera y depósitos evaporíticos distales de turbiditas o flujos de detritos que forman sales laminadas, carbonatos y orgánulos en el talud y la cuenca de cuencas estratificadas con salmuera.
Depósitos aluviales	Entornos fluviales, de abanico y deltaicos no distales. Los lodos y limos de llanura de inundación, aunque heterogéneos, pueden acumularse en unidades de lutitas impermeables que pueden producir unidades de sellado capaces.
Depósitos volcánicos	Coladas de basalto y depósitos de cenizas fundidas o alteradas.

4.5.3.1. Extensión y continuidad litológica

Se deben identificar las zonas de confinamiento en las subregiones potenciales que serán eficaces para limitar el descenso vertical del CO₂ inyectado fuera de la formación de almacenamiento.

Para este apartado se debe categorizar la importancia de los cambios laterales de facies desde dos perspectivas diferentes:

- Desfavorable, ya que los cambios laterales de facies pueden actuar como vías de transferencia del CO₂ a zonas alejadas del

almacenamiento y, en último término, alcanzar la biosfera. El resultado es que la forma de la pluma de CO₂ ascendente a través de la matriz de la roca dependerá, en gran medida, de la heterogeneidad de la formación (CIETMAT, 2007). Si en el yacimiento preseleccionado está ausente la roca sello, el yacimiento debe ser descartado.

- Favorable, al poder constituir trampas y, en el caso de la presencia y distribución de intercalaciones impermeables o poco permeables dentro de la formación almacén, retardar el desplazamiento tanto vertical como horizontal del CO₂ y al mismo tiempo favorecer su disolución en el agua de la formación. (CIETMAT, 2007). Las formaciones que poseen gran extensión lateral sin perturbaciones que pudieran actuar como vías de flujo preferentes, así como formaciones sin variaciones importantes de permeabilidad en todo su dominio serán favorables.
- Condicionante, cuando se necesitan pruebas adicionales para concluir la existencia de intercalaciones de estratos permeables, impermeables o poco permeables dentro de la formación almacén (cambios laterales de facies).

Para validar la continuidad litológica en los casos 2 y 3, se aplicó la siguiente metodología desarrollada por (Linares, C., 2022):

1. Identificación de la roca sello y yacimiento.
2. Determinar con base a la geometría del yacimiento áreas de las secciones estratigráficas más representativas del cuerpo (Figura 29).

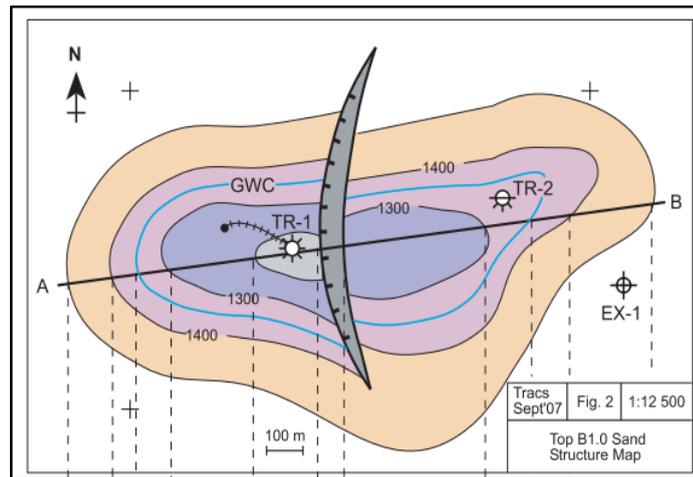


Figura 29. Ejemplo de cómo se utiliza una sección estratigráfica para determinar la geometría de un yacimiento. Fuente: Jahn, F., Cook, M., y Graham, M. (2008)

3. Identificación de perfiles de los pozos seleccionados, primarios (GR, RD, RHOB, DT) o secundarios (SP, PEF, CALIPER) que permitan correlacionar con mayor eficacia.
4. Realizar sección estructural (Figura 30)

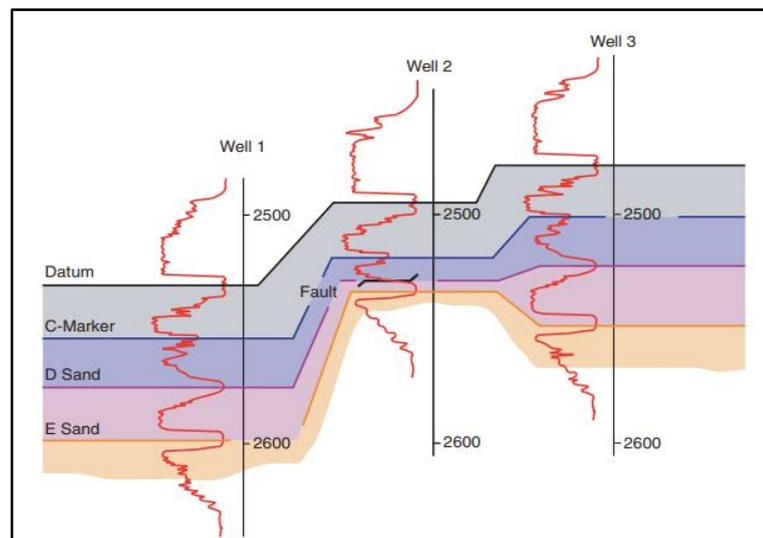


Figura 30. Ejemplo de una sección estructural, extraída de Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008)

5. Realizar sección horizontalizada o estratigráfica (Figura 31).

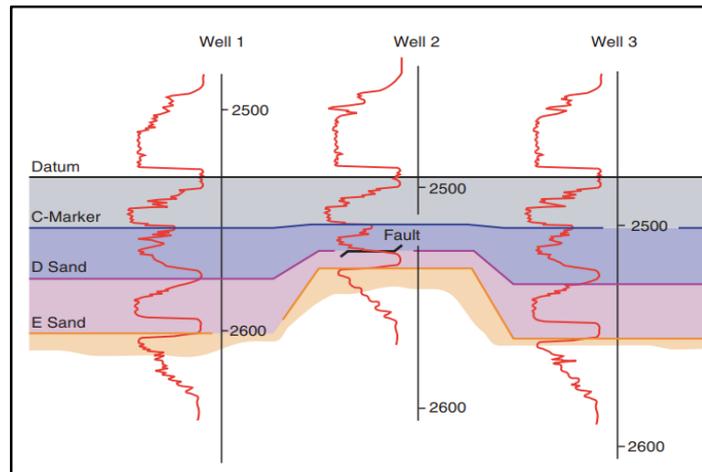


Figura 31. Ejemplo de una sección horizontalizada u estratigráfica, extraída de Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008)

6. Escogencia del marcador estratigráfico que puede estar constituido por:

- MFS (*Maximum Flooding Surface*) o SMI (Superficie de Máxima Inundación)
- Otros marcadores de interés:
 - Caliza regional (si el sistema es siliciclástico)
 - Manto de carbón (prominente *coal seam*)
 - mfs o lutita marina
 - Paleosuelos importantes

7. Identificación de los ciclos estratigráficos de 3er orden

- MFS: superficie de máxima inundación
- FS: superficie de inundación
- MRS: superficie de máxima regresión
- SB: límite de la secuencia relacionado con una discordancia subaérea
- ER: superficie erosiva relacionada al proceso sedimentario imperante

8. Elaboración de una sección estratigráfica detallada del nivel yacimiento.
9. Identificación de la arquitectura de facies y la continuidad asociada al sello y yacimiento.

4.5.4. Marco de datos del yacimiento

Las formaciones de yacimiento candidatas deben contener suficientes recursos prospectivos de almacenamiento bajo una zona de confinamiento sólida. Para ello, se deberá identificar la calidad de las posibles formaciones de almacenamiento, utilizando datos geológicos, dinámicos y petrofísicos que las hacen adecuadas para el almacenamiento.

4.5.4.1. Caracterización Petrofísica

Un criterio clave a seguir en la selección de cuencas y yacimientos es la existencia de formaciones que presenten porosidad adecuada y una permeabilidad suficiente (buena inyectividad del CO₂). Se utilizará la metodología descrita en la Fase IV del proyecto para generar los parámetros petrofísicos de referencia para la evaluación de los yacimientos potenciales (modelo de arcillosidad, modelo de porosidad, saturación y permeabilidad).

4.5.4.2. Parámetros de yacimiento

Los criterios específicos seleccionados a considerar para el almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo agotados se describen a continuación (Tabla 8).

Tabla 8. Recopilación de criterios de selección para la inyección de CO₂ en condiciones de miscibilidad y valores óptimos de almacenamiento sugeridos por los autores mencionados abajo.

Parámetros del Yacimiento	Carcoana (1982)	Taber& Martin (1983)	Klins (1984)	Taber et al. (1997)	Nelms et al., 2004.	Gozalpour et at., 2005	Holtz et al., 1999	Kovscek (2002)	IEAGHG, (2009)	Merril, M (2013)
Profundidad (ft)	<9.840	>2.300	>3.000	>4.000; >3300; 2800; >2500					2624.67	
Temperatura	< 90 F								35°C	
Presión (MPa)	>83		>1003						7.5	
Permeabilidad (md)	>10								20	
Gravedad API	>40	>26	>30		>27					
Viscosidad (cp)	<2	<15	<12	<10	<10					
Porosidad yacimiento (%)						>20	nov-30		10	
Espesor del yacimiento (mts)									20	
Espesor de la roca sello (mts) *									10	=>30 6

* Para las lutitas se considera un espesor mayor a 30 metros y 6 metros para las rocas evaporíticas.

4.5.4.3. Agotamiento del yacimiento

Para evaluar el agotamiento del yacimiento candidato, se realizó un estudio comparativo entre el factor de recobro actual, obtenido de datos de producción, versus el factor de recobro primario estimado para los yacimientos preseleccionados. Una relación actual cercana a la proyección primaria, dará indicios de la fracción del volumen de hidrocarburos originales en sitio que ha sido extraído de un yacimiento, obteniendo conclusiones sobre la recuperación de crudo ya alcanzada. Se utilizó la siguiente fórmula:

$$FR = \frac{Np \text{ [Reservas de Petróleo]}}{POES \text{ [Petróleo Original en Sitio]}} \text{ [8]}$$

En el mismo orden de ideas, se calculó la presión actual de yacimiento mediante un modelo analítico basado en el vaciamiento de fluidos (crudo y gas) durante la producción. Mediante un modelo de aproximación matemática, se simuló la declinación de la producción como función de una expresión exponencial, estimando la presión actual. Dicho procedimiento se adaptó de la metodología desarrollada por el MSc. Len Flores (comunicación directa). La fórmula 9 describe la función de declinación exponencial entre presión y producción acumulada.

$$y = P_i \cdot \exp^{-bx} \text{ [9]}$$

4.5.4.4. Análisis de Corte de Agua y Contacto Agua - Petróleo

Existen una variedad de minerales sensibles a los ácidos (como feldespato, mica, magnesio y óxido de hierro) y una gran cantidad de agua de formación en yacimientos de hidrocarburos agotados, que tienen un gran impacto en la capacidad de almacenamiento de CO₂ debido a la mineralización y la disolución (Hutcheon, I *et al.*, 2016).

Por tal razón, es imperante validar el mecanismo de producción asociado a cada yacimiento de interés, para evaluar las posibles interacciones del CO₂, roca del yacimiento y agua de formación. Se deberán analizar los datos de producción del yacimiento potencial correlacionando el

porcentaje de Agua y Sedimentos como indicador de la producción de agua versus la tasa de producción de petróleo, obteniendo así la variabilidad del incremento de la producción de agua en el tiempo.

También se calculará el corte de agua en los yacimientos potenciales como indicador para evaluar el posible volumen de interacción del agua de formación en el marco de producción del yacimiento ocasionado por la irrupción de la misma en el pozo, a la vez que se utiliza la metodología descrita por K. S. Chan en 1995 a través de la interpretación de perfiles completos del comportamiento pasado y presente de la producción de agua y del potencial de producción restante del pozo, calculando la derivada de la Relación Agua - Petróleo versus el tiempo (K.S. Chan 1995). Se utilizaron las siguientes fórmulas:

$$RAP = \frac{Q_w}{Q_o} \quad [10]$$

$$RAP' = \frac{d(RAP)}{dt} = \frac{(RAP_2 - RAP_1)}{t_2 - t_1} \dots\dots\dots [11]$$

- q_w = tasa de agua [BPD]
- q_o = tasa de petróleo [BPD]

En el mismo orden de ideas, el agotamiento de yacimientos de hidrocarburos podría implicar la entrada de agua de formación como parte del proceso de producción primaria a través de empuje hidráulico que determina el agua como fase desplazante, lo que podría ocasionar una re-presurización del yacimiento si se encontrara un acuífero cercano.

Por este motivo, identificar el contacto agua - petróleo (CAPO) en los yacimientos potenciales podrá dar indicios del pronóstico en el tiempo de la entrada de agua a la zona de interés y su influencia para el análisis de presiones del confinamiento.

Para identificarlos, se implementó la siguiente metodología:

1. Visualizar si el yacimiento posee CAPO en mapas isópaco-estructurales, y validar si este era probado o interpretado.

2. Interpretar con los registros de pozos, los posibles CAPO en el intervalo del yacimiento de interés.
3. Validar con los datos de los cañoneos el estatus de:
 - Completaciones originales de las areniscas de interés.
 - Tipo de fluido probado y si existió producción de agua.
 - Si existían otras areniscas que fueron perforadas, evaluadas y probadas. al mismo tiempo.
 - En caso de ser afirmativo, se interpretaba los posibles CAPO en arenas inferiores y superiores al yacimiento de interés.

4.6. FASE III: Certificación de datos

Para garantizar la calidad de los datos involucrados y su debida manipulación, se llevó a cabo un proceso de certificación que incluyó un riguroso control de calidad para verificar la integridad de los perfiles de pozos y otros datos dentro del Campo Zapatos (Figura 32). Entre ellos destacan:

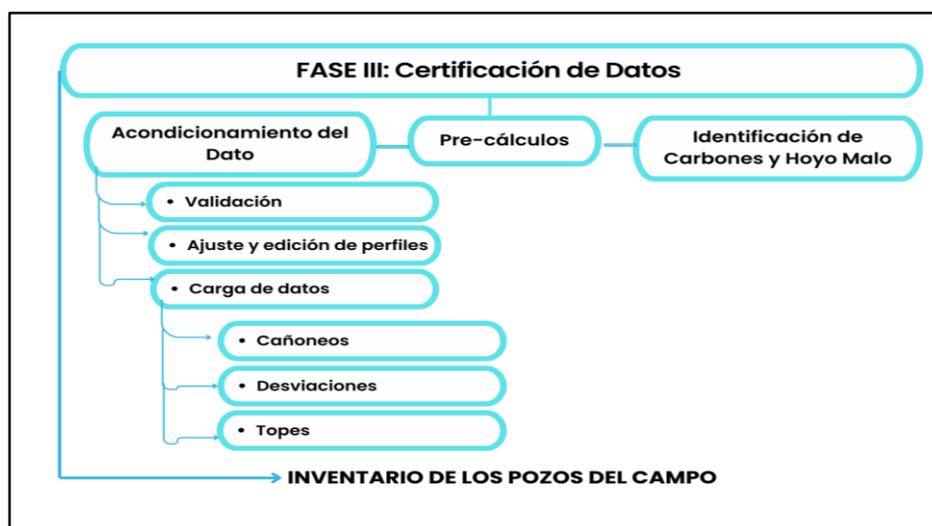


Figura 32. Metodología empleada en la Fase III

4.6.1. Validación de perfiles a pozos seleccionados:

Los archivos digitales de registros de pozo, conservados en formato Log *ASCII Standard* (.las), fueron sometidos a un proceso de validación mediante la

comparación de las curvas de cada registro con sus contrapartes originales almacenadas en imágenes escaneadas en formato. TIFF (Figura 33), por lo que se llevó a cabo una evaluación cualitativa exhaustiva para determinar la concordancia entre ambas curvas en términos de escala, valor y continuidad a lo largo de todo el registro de interés.

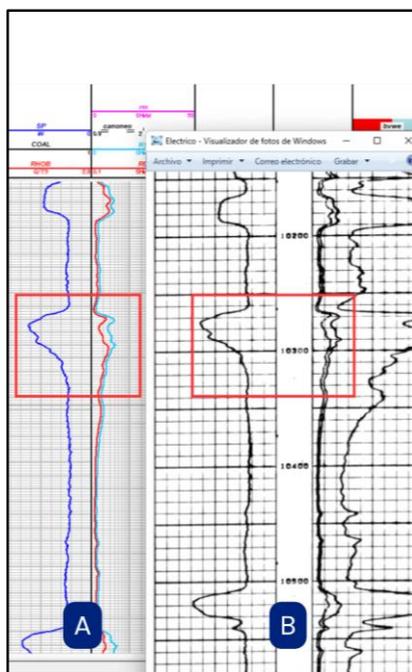


Figura 33. Validación de los perfiles Potencial Espontáneo (SP) y Resistividades comparando archivo .well al lado izquierdo (A) con .TIF al lado derecho (B)

4.6.2. Carga de perfiles

Una vez creado el proyecto en el software *Geolog*, se cargó toda la información petrofísica suministrada en los archivos. las correspondiente a los pozos del campo Zapatos, creando un nuevo set de datos llamado “*WIRE*” con las curvas validadas o en su defecto las disponibles que permitieran realizar una evaluación pertinente con datos proveniente de un proyecto previo como: *AMO_FINDER*, *Proyecto_Openworks* y carpetas con archivos .las entregados por el Distrito Anaco en diferentes ocasiones.

4.6.3. Carga de topes

Para poder realizar la caracterización por intervalos precisos, primeramente, se cargaron las superficies de 3er orden suministradas por el equipo de estratigrafía de EYEV PDVSA INTEVEP, correspondientes a los *Maximum Flooding Surface*

(MFS), para así realizar los cálculos por nivel.

	TOPES_EST DEPTH	TOPES_EST TOPES_EST_1
4535.8516	4535.85160	SB_TOP_FREITES
7901.8340	7901.83400	MFS_MIO_ME...
9417.0518	9417.05180	mfs_F5
9927.4346	9927.43460	mfs_F4
10875.3086	10875.30860	mfs_F3
12143.1201	12143.12010	mfs_F2
13035.9277	13035.92770	mfs_F1
13740.0000	13740.00000	

Figura 34. Carga de topes estratigráficos y su profundidad asociada en el software *Geolog*

4.6.4. Cálculo de desviaciones

Paso esencial en el contexto de la caracterización petrofísica para comprender la geometría y la orientación de los pozos involucrados con relación a las formaciones geológicas circundantes. Para esto se cargaron los aspectos relacionados con la geometría del pozo como la profundidad, el *azimuth* y la desviación y con ello se calculó la desviación (Figura 35).

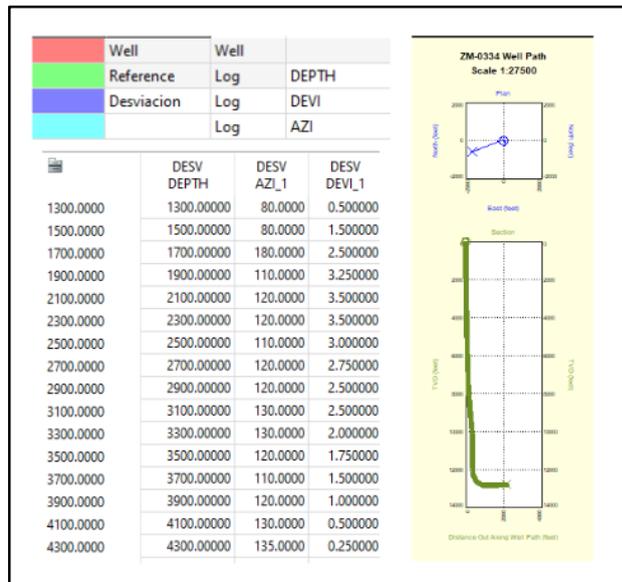


Figura 35. Carga de desviaciones en el pozo A-334

4.6.5. Carga de cañoneo

Se ubicaron los intervalos cañoneados en donde destacan: completaciones

originales (CO), reparaciones (REP) y trabajos de rehabilitación (WO), los cuales fueron suministrados por el equipo EY EY PDVSA INTEVEP para poder comparar los intervalos productores, al finalizar la interpretación petrofísica (Figura 36).

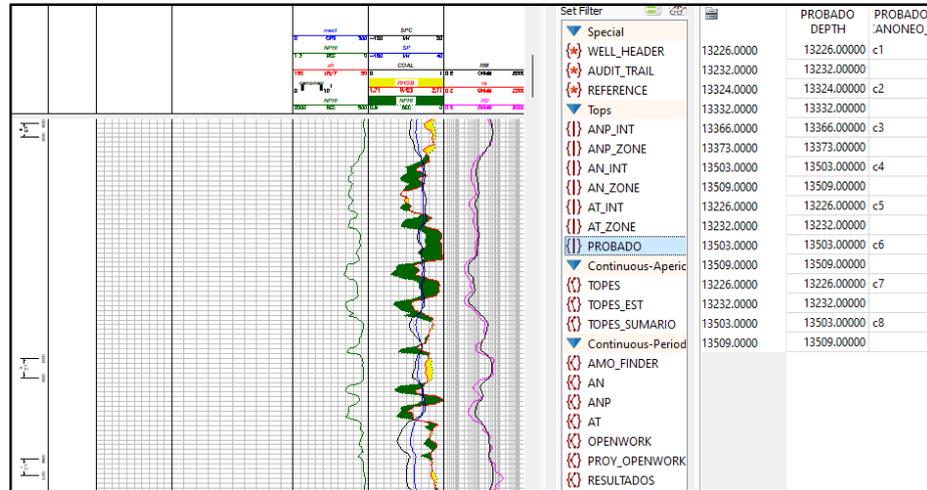


Figura 36. Carga de cañones mediante el textimport en el pozo A-312

4.6.6. Carga de *Bit size* (BS)

Debido a que no todos los pozos contaban con BS, con la información de los cabezales de pozo se generó una nueva curva continua, que representa el tamaño de la mecha que complementa la información del caliper para observar intervalos derrumbados o con revoque (Figura 37).

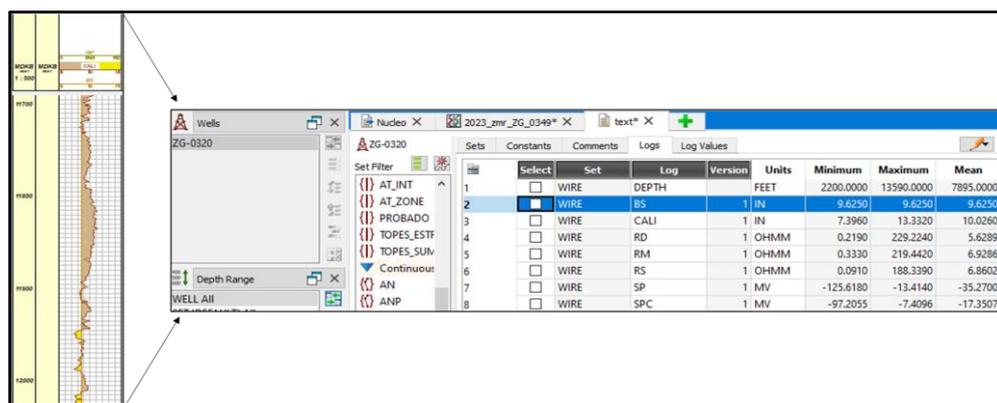


Figura 37. Generación de la curva BS B-230

4.6.7. Carga de núcleos

Se procedió a cargar los 14 núcleos presentes en el campo zapatos (Figura 38) creando un set denominado A_C_H, donde se importaron los valores de porosidad

y permeabilidad horizontal.

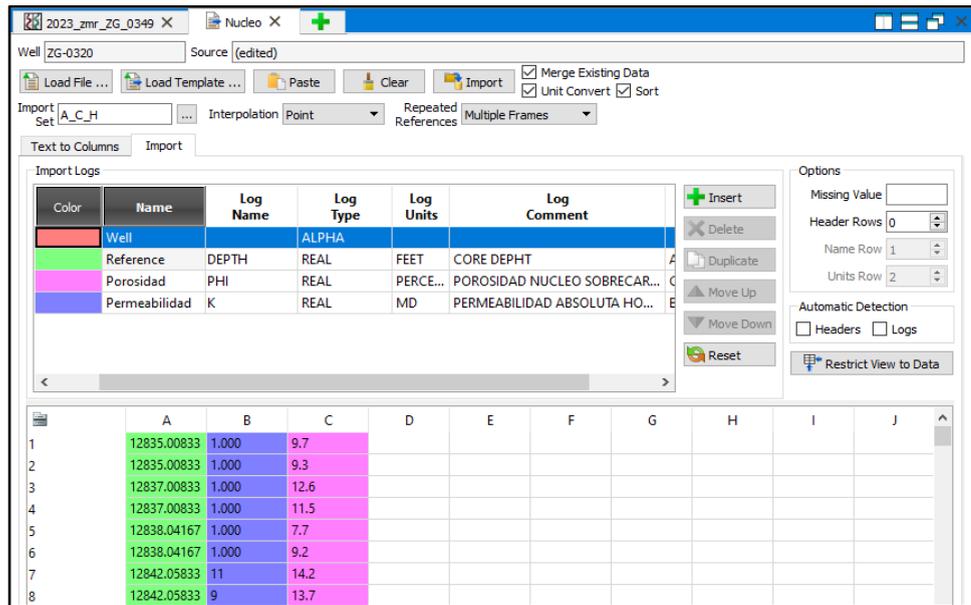


Figura 38. Carga de de núcleos en el módulo de *Geolog textimport*, donde se importaron los datos suministrados por equipo de yacimiento reporte Interno (2024)

4.6.8. Calibración núcleo-perfil

Si se tenía *core gamma* para validar el desfase en el núcleo disponibles se procedía a realizar la calibración (Figura 39). Si no, se optó por calibrarse de forma “manual” ajustando el núcleo a los intervalos que corresponden a las areniscas interpretadas apoyándose en los reportes litológicos operacionales de los núcleos (Figura 40).

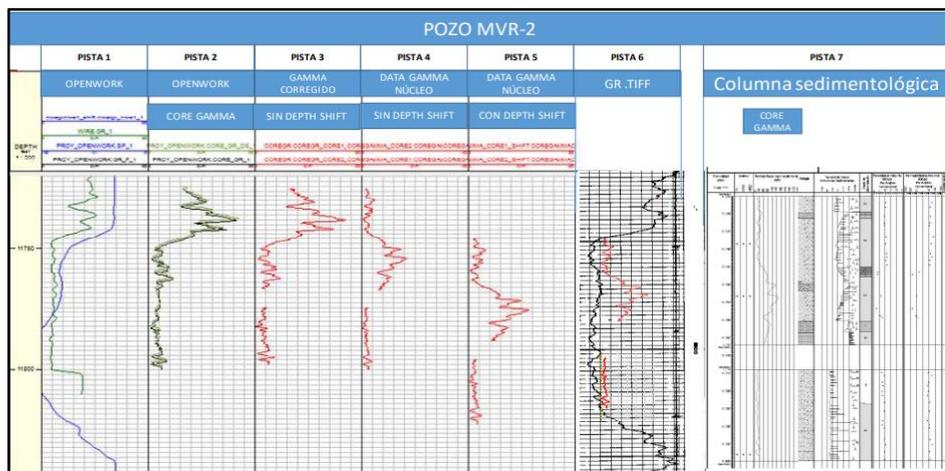


Figura 39. Validación del *Coregamma* en el proyecto *Openwork*, Pista 2; con los cargados de los archivos de OMNI pistas 3 y 4; cálculo de desfase, pista 5; El GR en .TIFF, Pista 6 y el reportado en las columnas sedimentológicas, Pista 7. Tomado de Marin *et al*

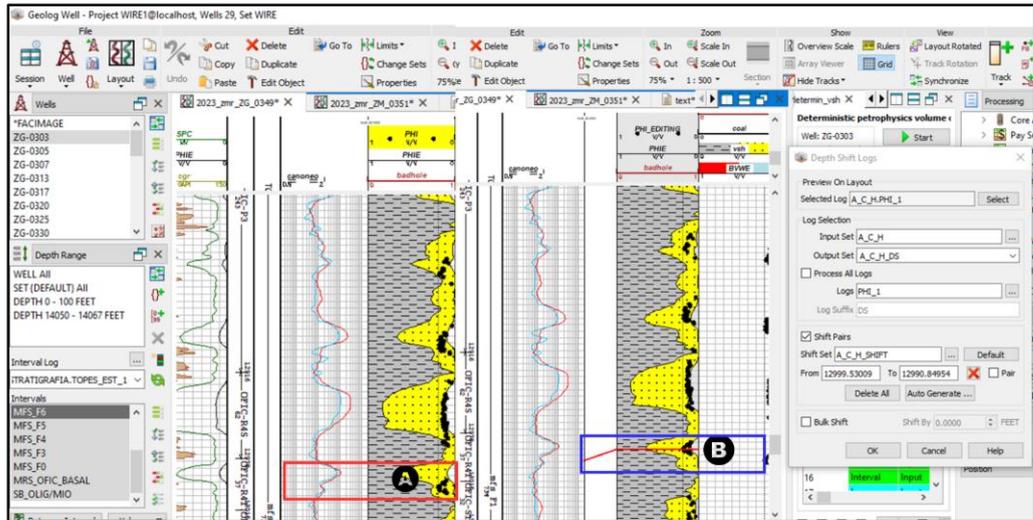


Figura 40. Calibración núcleo perfil realizado de forma “manual” realizada en el pozo B-303. (A) véase como en el recuadro rojo los núcleos están desfasados. Por tal motivo, se realizó el proceso (B) y se procedió a ubicarse en posible intervalo de arenisca presente validándose por el Vsh obtenido.

4.6.9. Ajuste y edición de perfiles, empalmes, ajustes en profundidad

Debido al sesgo humano o realizado por algunas de las herramientas automáticas de vectorización de las curvas, se evidenció un error en la vectorización de algunos registros, etc. Por lo cual se procedió a analizar las discrepancias más significativas entre los perfiles digitalizados y los originales, que impidieron la realización de un cálculo significativo en la interpretación.

Así mismo, para algunas curvas vectorizadas indispensables para la generación de modelos petrofísicos en diferentes secciones de interés, se les realizó el empalme para generar una única versión continua de las mismas.

El ajuste de profundidad fue uno de los pasos con mayor enfoque, debido a que se verificó el desfase principalmente entre los registros de Gamma Ray (GR) y Resistividades, y posteriormente, si era necesario se replicaba en Neutrón (NPHI) y otros registros disponibles. Se procedió a corregirlos en el software, ya que, en época anteriores, se utilizaban distintas herramientas para las distintas corridas de los perfiles. En este sentido, se ajustó profundidad de forma manual para los registros involucrados (Figura 41).

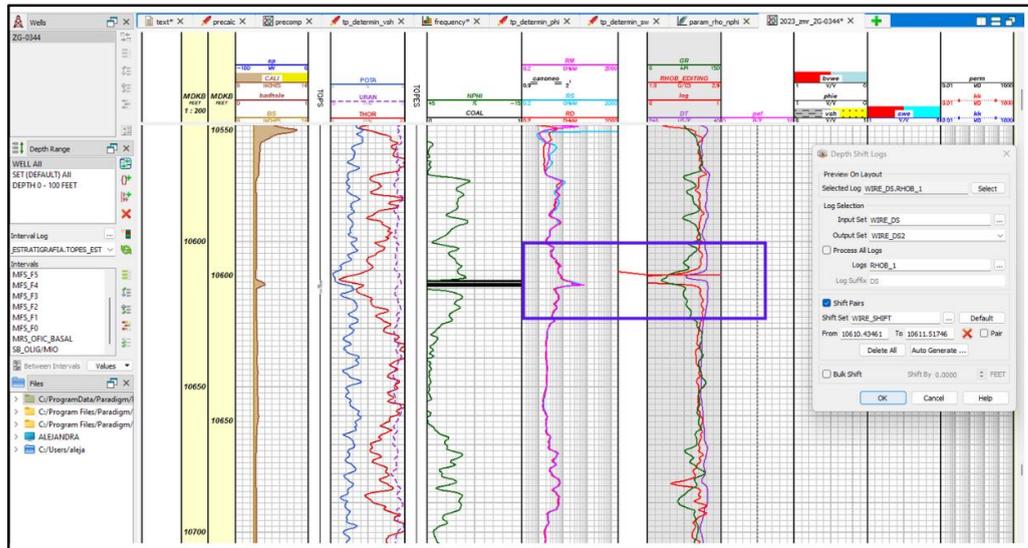


Figura 41. Ajuste de profundidad para la correspondencia de los registros Gamma Ray, Densidad y Sónico del pozo A-0344

4.6.10. Identificación de carbón y calidad del hoyo:

Para evitar anomalías observadas y no provocar una sobreestimación de porosidad en determinadas zonas, se procedió a interpretar carbones y hoyos malos. En el caso del carbón, se utilizó principalmente el registro de densidad (RHOB), donde las deflexiones repentinas con valores menores a 1,95 gr/cc se asociaron a la presencia de carbón

Por otro lado, los hoyos malos se interpretaron analizando el Caliper y BS, ya que son zonas del pozo donde la calidad de los registros se ve comprometida debido a geometría del hoyo presentado por problemas como: la presencia de lodo de perforación, fracturas, *caving* (desprendimiento de rocas presentes en las formaciones a estudiar), o invasión de fluidos de formación. Estas condiciones pueden distorsionar la lectura y calidad de los registros y dificultar la interpretación precisa de las propiedades de las formaciones geológicas, al existir una gran diferencia entre la información del caliper y lo establecido en el bit size, se asocia como una zona con hoyo malo y se evita considerar valores de esa profundidad en los modelos petrofísicos asociados (Figura 42).

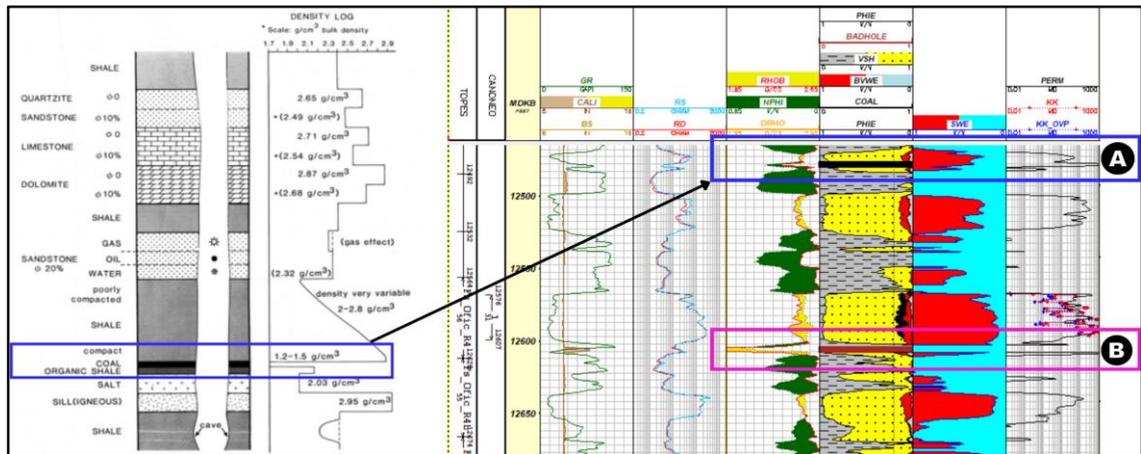


Figura 42. Véase en el recuadro azul (A) Identificación de intervalos con Carbón (color negro) usando el criterio de Rider, M (2002); Véase en el recuadro rosa identificación de intervalos *Bad hole* (color Vinotinto), utilizando registro de densidad en el pozo b-0349

4.7. FASE IV: Generación del modelo petrofísico

En esta fase, se desarrollarán modelos petrofísicos utilizando los datos recopilados de las formaciones geológicas de interés. Estos modelos permitirán caracterizar las propiedades de los yacimientos, tales como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Se aplicarán técnicas de análisis estadístico y de aprendizaje automatizado para integrar diversas fuentes de datos, incluyendo registros de pozos y análisis de laboratorio (Figura 43).

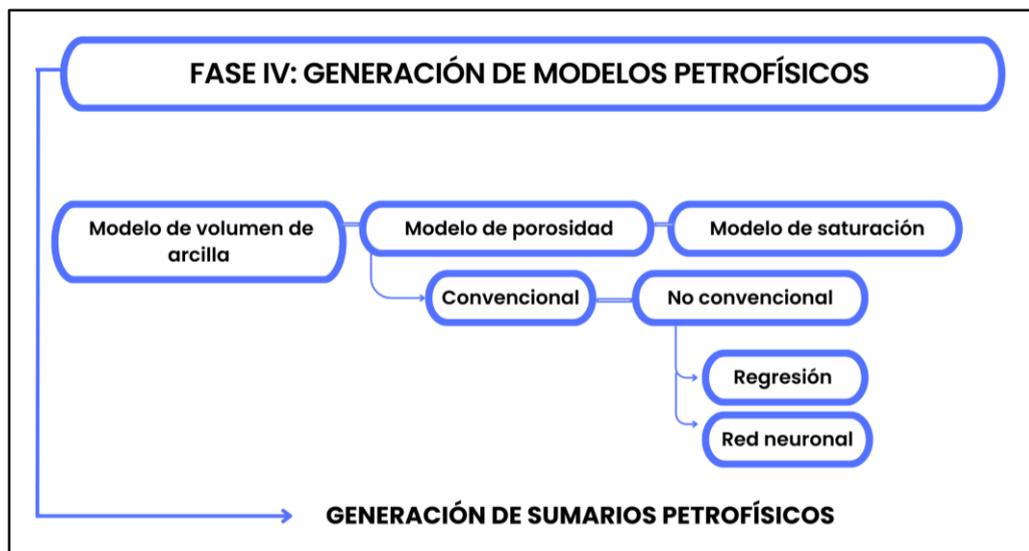


Figura 43. Metodología para la Fase IV del presente Trabajo de Investigación

4.7.1. Precálculos

Para realizar el cálculo de las propiedades petrofísicas, el software *Geolog* requiere de calcular previamente las condiciones del yacimiento. Para esto, se debe suministrar datos de temperatura y distintas resistividades asociadas a fluidos de perforación, generando así, curvas de conductividad de la zona, presión de formación hidrostática y temperatura de formación necesarias para etapas posteriores.

La Figura 44 muestra el módulo de precálculo en *Geolog* para el análisis petrofísico, se puede visualizar que se deben suministrar parámetros de entrada en color verde: tope y base del intervalo de la corrida, temperatura inicial, temperatura de fondo, densidad y tipo del fluido de perforación, tamaño del BS. En color azul se pueden ver los registros involucrados que se utilizaron en el precálculo y en color aquamarine los parámetros de salida: temperatura de la formación (FTEMP), presión hidrostática de la formación (FPRESS), conductividad (CT), etc.

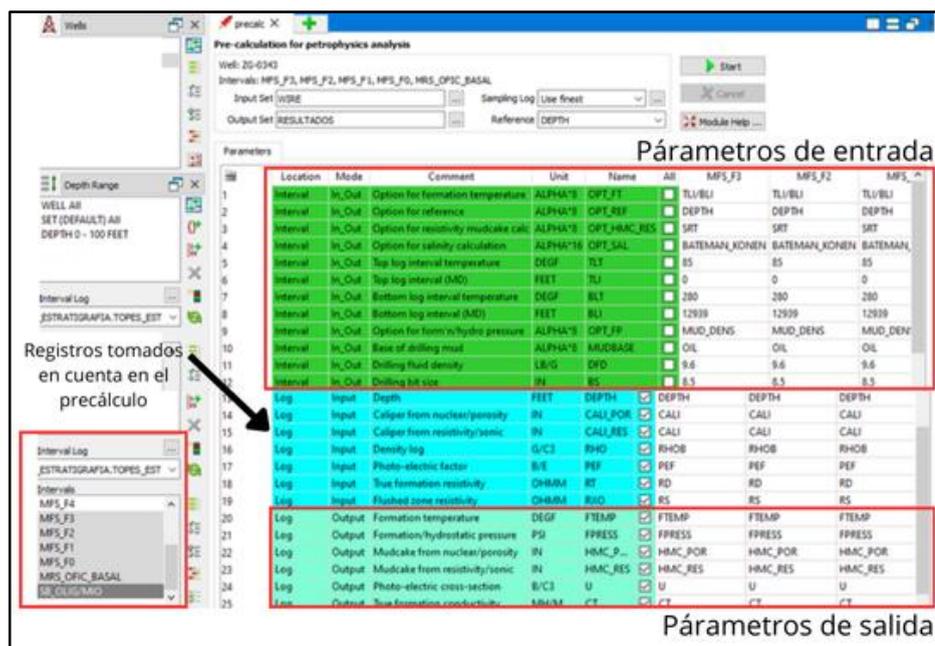


Figura 44. Módulo de precálculos del software *geolog*

4.7.2. Parámetros petrofísicos

Son aquellos parámetros mediante los cuales se caracterizan las propiedades físicas, químicas y texturales de la roca, así como su sistema poroso, distribución de grano, esto en conjunto con la caracterización de los fluidos contenidos en el sistema poroso, para así poder identificar posibles prospectos de explotación,

algunos son los siguientes (Palestina y Ramírez, 2024).

En este sentido, para el área de estudio, se tomaron como referencia los parámetros del informe de fase I del modelo petrofísico de Zapatos Mata R (Marín, Z., *et al.*, 2024).

4.7.2.1 Densidad de matriz

- a. Densidad de matriz de 2,65 g/cc para las areniscas, y 2,71 g/cc para las calizas.
- b. Para la porosidad de la arcilla, se calcularon las densidades de la arcilla húmeda y seca. Para ello se utilizó el gráfico de densidad-neutrón, en el cual se identificaron los valores más representativos de arcilla húmeda o *wet shale* (sh), formando un diagrama ternario entre densidad de fluido, matriz de la roca y arcilla húmeda.
 - i. El valor de arcilla seca o *dry shale* (dry) se obtiene al extrapolar la línea que une el punto de fluido con el valor de arcilla anteriormente obtenido, donde “sh” representa el punto de arcilla húmeda y “dry” describe el punto de arcilla seca.
 - ii. Cabe destacar que estos valores de arcillas variaron por intervalos manteniendo un rango de 2,63 a 2,80 g/cm³.
 - iii. Posteriormente, la porosidad de la arcilla se obtiene por medio de la siguiente ecuación:

$$\phi tD = \frac{\rho_{drysh} - \rho_{sh}}{\rho_{drysh} - \rho_{water}} \quad [12]$$

4.7.2.2. Resistividad del agua de formación (R_w)

Revisando la información del Campo Zapatos disponible en SIMDE se obtuvieron 12 pozos con análisis físico-químico y 23 análisis de agua que se clasificaron como información de interés tales como nivel de yacimiento, intervalo de estudio, datos de salinidad, resistividad, temperaturas disponibles y observaciones importantes (Marín, Z., *et al.*, 2024) (Figura 45).

ANÁLISIS DE AGUA CAMPO ZAPATO							
NIVEL	INTERVALO	POZO	SALINIDAD	RW	TEMPERATURA	SATURACION	OBSERVACIONES DE LA BUSQUEDA DE SIMDE
		ZG303					AGUA INTERSTICIAL
		ZG304					AGUA INTERSTICIAL
		ZG306		NO REPORTA	NO REPORTA		SI TIENE ANALISIS
L1	11382 - 11396	ZG311		0.52	75°F		SI TIENE ANALISIS
	11383 - 11396			0.96	80°F		SI TIENE ANALISIS
	11383 - 11396			0.43	80°F		SI TIENE ANALISIS
	11383 - 11396			0.42	77°F		SI TIENE ANALISIS
M3	11757 - 11763			1.44	80°F		SI TIENE ANALISIS
4H							AGUA INTERSTICIAL
6H							AGUA INTERSTICIAL
8H							AGUA INTERSTICIAL
M1 (62)		ZG 322		2.1	72°F		
		ZG332					HAY UN ANALISIS DEL POZO 322 EN LA CARPETA DEL ZG 332
K L O	11896 - 11910			1.20	86°F		SI HAY ANALISIS
				1.1	82°F		SI HAY ANALISIS
M1 B	11635 - 11645	ZM0314		0.92	87°F		SI HAY ANALISIS
	11618 - 11628			0.57	80°F		SI HAY ANALISIS
M1 B	11421 - 11427	ZM0310		4.50	84°F		SI HAY ANALISIS
				6.50	83°F		SI HAY ANALISIS
		ZM0317					AGUA INTERSTICIAL
NO REPORTA	NO REPORTA	ZM319		25	81°F		SI HAY ANALISIS
NO REPORTA	NO REPORTA	ZM324		NO REPORTA	NO REPORTA		SI HAY ANALISIS
NO REPORTA	NO REPORTA	ZM356		NO REPORTA	NO REPORTA		SI HAY ANALISIS

Figura 45. Análisis físico-químicos disponibles en el campo Zapatos. Tabla extraída de reporte interno fase I modelo petrofísico de AR (2024)

a. Establecimiento de valores de referencia

De acuerdo a PDVSA Gas (2015), el cálculo de la saturación de agua fue establecido a partir de la salinidad del agua de formación, provenientes de los análisis de agua de completación original y análisis de fluidos de agua y crudo para los campos La Ceibita y el cuadrante de Zapatos-Mata R, donde la salinidad se consideró entre 16.000-20.000 ppm eq NaCl, que corresponde a $RW = 0,085$ ohm.m a 300 °F promedio (PDVSA Gas, 2015).

b. Pickett Plot

1. En primera instancia, se debe identificar por medio del *Pickett Plot* aquellas areniscas saturadas con agua (Figura 46).
2. Posteriormente, se procedió asignar ese valor al nivel estratigráfico en donde estaba contenida esa arenisca.
3. La temperatura asociada a ese intervalo se debe extraer el registro FTEMP generado en *Geolog* en la fase 4.7.1.

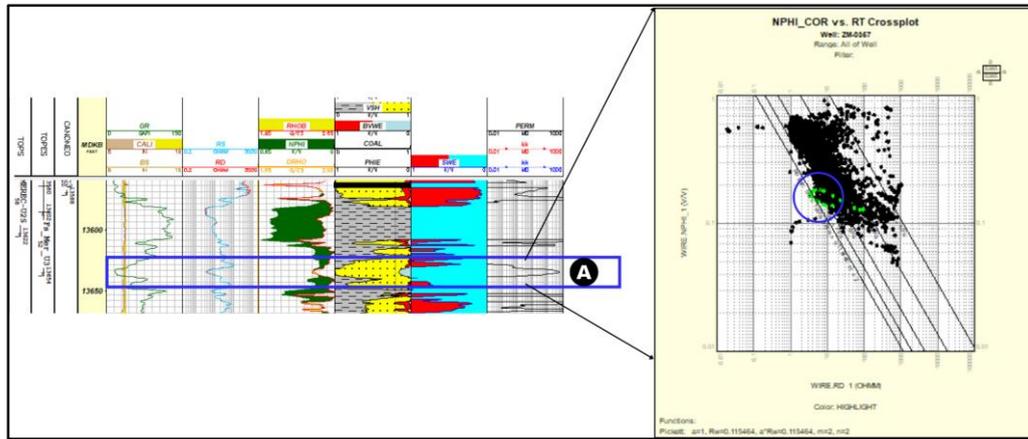


Figura 46. RW calculado por el método de *pickett plot* igual a R_w 0,1154 ohm.m a 297 °F a profundidad (13600-13450) ft.

c. Exponentes de cementación (m), saturación (n) y tortuosidad (a)

Tomados del informe de Fase I (Marín, Z., *et al.*, 2024) se obtuvieron los siguientes parámetros (Figura 47):

- **Cementación (m)**

PARÁMETROS PETROFÍSICOS				
Límites ESTRAT.	R_w @ 230 °F	m	n	a
MFS_MIO_MED_6	0,089	2	2	1
MFS_F5	0,089	2	2	1
MFS_F4	0,089	2	2	1
MFS_F3	0,089	2	2	1
MFS_F2 (L,M,N)	0,089	1,80	2	1
MFS_F1 (R)	0,089	1,85	2	1
MFS_F0 (U)	0,089	2	2	1
SB_OLIG/MIO	0,089	2	2	1

Figura 47. Parámetros establecidos para el cálculo de Saturación. Fuente: fase I modelo petrofísico de ZMR (2024)

4.7.3. Modelo de Volumen de arcilla

a. Índice de Arcillosidad (Ish)

La determinación del modelo de volumen de arcilla presente en la formación se inició con el cálculo del índice de arcillosidad (Ish) empleando la siguiente fórmula:

$$Ish = log - logcl \logsh - logcl \quad [13]$$

Donde

- *log* es el valor del registro utilizado;
- *logcl* el valor del registro asociado a roca limpia;
- *logsh* el valor del registro asociado a roca arcillosa.

Para la validación de este índice, se utilizó el registro GR en los pozos del Campo Zapatos.

Posteriormente, se realizó el cálculo de *Vsh* probando los distintos modelos establecidos de Asquith y Krygowski (Tabla 9) y así poder establecer el más acorde según la naturaleza de los datos en cada pozo. Para obtener los valores del volumen de arcilla (*Vsh*), se utilizó la herramienta de *Geolog*.

Tabla 9. Modelos de arcillosidad (Asquith y Krygowski, 2004)

Método	Fórmula
Lineal	$Vsh = Ish$
Clavier	$Vsh = 1.7 - \sqrt{3.38 - (Ish + 0.7)^2}$
Larionov 1 (rocas antiguas)	$Vsh = 2 * (2 * Ish - 1) / (2 * 3.7 - 1)$
Larionov 2 (rocas terciarias)	$Vsh = 2 * (3.7 * Ish - 1) / (2 * 3.7 - 1)$
Stieber I	$Vsh = Ish^2 - Ish$

Stieber II	$Vsh = Ish^3 - 2 * Ish$
Stieber III	$Vsh = Ish^4 - 3 * Ish$

b. Cálculo del volumen de arcilla

Inicialmente, se debe entrar al módulo *Geolog* correspondiente al módulo de volumen de arcilla (Figura 48).

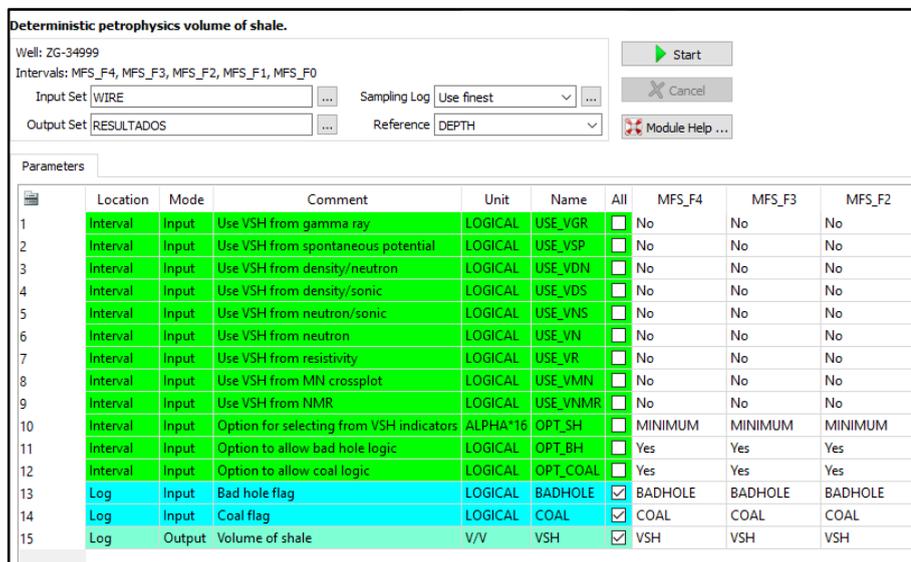


Figura 48. Herramienta para cálculo de Vsh en software *Geolog*. Véase la interfaz de herramienta para calcular Vsh a partir de resistividad y SP. En este módulo se puede aplicar uno o varios métodos según criterio del intérprete.

c. Cálculo de Volumen de arcilla (Vsh) utilizando Rayos Gamma (GR)

1. Los valores que se deben suministrar al software son los valores numéricos de la línea base de arenas y arcilla, donde los mismos representan valores de una arena limpia y una lutita respectivamente que varía entre cada pozo tomando en consideración los límites estratigráficos de tercer orden.
2. Si el pozo cuenta con el registro de densidad, se debe identificar los carbones para tomarlos en cuenta en este cálculo.

d. Cálculo de Volumen de arcilla a partir de Potencial Espontáneo (SP), Resistividad o método combinando entre ambos

Si existe una ausencia o falta en la resolución de las herramientas radioactivas se puede utilizar otras alternativas como:

1. En el caso de usar Resistividad y SP o el método combinado para calcular el Vsh, se debe ubicar el *Shale resistivity* en el intervalo de interés del pozo, ese será el valor de 100% Vsh.
2. En el caso de usar Resistividad y SP o el método combinado para calcular el Vsh, se debe ubicar la zona limpia en el intervalo de interés del pozo y asignarle un valor.
3. El intérprete debe decidir de acuerdo al Vsh obtenido, definir la opción de cálculo promedio entre ambos métodos y así evitar que se sobreestime o subestime la cantidad de arcilla que se está calculando.

4.7.4. Modelo de porosidad

Al estar trabajando en yacimientos convencionales, dominado por areniscas siliciclásticas, en el informe de fase I, se establece que la porosidad que predomina es la de tipo primaria generalmente de tipo intergranular, y secundarios intergranulares INTEVEP (INT-16095).

Por este motivo, se procedió a implementar la siguiente fórmula:

$$\phi tD = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad [14]$$

Donde:

- ρ_{ma} : densidad de la matriz, en función de los datos de núcleo (g/cm^3)
- ρ_b : densidad leída del perfil (g/cm^3)
- ρ_f : densidad del filtrado, 1 o menos a la unidad de niveles saturados (g/cm^3).

En el mismo orden de ideas, para la porosidad efectiva se aplicó la ecuación:

$$\phi_e = \phi_{total} - (\phi_{Shale} * V_{sh}) \quad [15]$$

Donde:

- ϕ_e : porosidad efectiva (v/v)
- ϕ_{total} : porosidad total (v/v)
- V_{sh} : volumen de arcilla (v/v)

Para el cálculo de la porosidad se implementaron dos tipos de metodologías en la investigación: la convencional, utilizando registros petrofísicos para el cálculo de la propiedad (densidad, neutrón, sónico), o la no convencional, donde fue necesario definir correlaciones, regresiones y redes neuronales para estimar la porosidad en función del volumen de arcilla, medida necesaria al no poseer registros de porosidad en algunos pozos del campo. A continuación, se describen ambas metodologías.

4.7.4.1. Metodología convencional

1. Entrar al módulo *Geolog* correspondiente al módulo de porosidad (Figura 49).

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	All	MFS_F4	MFS_F3	MFS_F2
1	Interval	Input	Option for porosity calculation method	ALPHA*16	OPT_PHI	<input type="checkbox"/>	DENSITY	DENSITY	DENSITY
2	Interval	Input	Option to calculate secondary sonic porosity	LOGICAL	OPT_SPI	<input type="checkbox"/>	DENSITY	No	No
3	Interval	Input	Output shale corrected logs?	LOGICAL	OPT_SHALE_COR	<input type="checkbox"/>	HC_DENS	No	No
4	Interval	Input	Matrix density	G/C3	RHO_MA	<input type="checkbox"/>	DEN/NEUT	2.645	2.645
5	Interval	Input	Fluid density	G/C3	RHO_FL	<input type="checkbox"/>	HC_DN	0.8	0.8
6	Interval	Input	Wet shale density	G/C3	RHO_SH	<input type="checkbox"/>	NEUT/SONIC	2.59812	2.59812
7	Interval	Input	Total porosity of shale	V/V	PHIT_SH	<input type="checkbox"/>	0.4	0.4	0.4
8	Interval	Input	Option for maximum PHIE	ALPHA*16	OPT_PHIEMAX	<input type="checkbox"/>	MAXIMUM	MAXIMUM	MAXIMUM
9	Interval	Input	Maximum effective porosity	V/V	PHIE_MAX	<input type="checkbox"/>	0.35	0.35	0.35
10	Interval	Input	Option to allow bad hole logic	LOGICAL	OPT_BH	<input type="checkbox"/>	No	No	No
11	Interval	Input	Option to allow coal logic	LOGICAL	OPT_COAL	<input type="checkbox"/>	Yes	Yes	Yes
12	Log	Input	Density log	G/C3	RHO	<input checked="" type="checkbox"/>	RHOB	RHOB	RHOB
13	Log	Input	Volume of Shale	V/V	VSH	<input checked="" type="checkbox"/>	AN.VSH	AN.VSH	AN.VSH
14	Log	Input	Coal flag	LOGICAL	COAL	<input checked="" type="checkbox"/>	RESULTADOS.COAL	RESULTADOS.COAL	RESULTADOS.COAL
15	Log	Output	Total porosity	V/V	PHIT	<input checked="" type="checkbox"/>	PHIT	PHIT	PHIT
16	Log	Output	Effective porosity	V/V	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	PHIE	PHIE	PHIE

Figura 49. Módulo de porosidad en *geolog*. Véase como se puede calcular la porosidad dependiendo del registro seleccionado por el intérprete.

2. De acuerdo a los registros presentes y su calidad, definir el método de cálculo (a través de NPHI, DT o RHOB). Si se selecciona el método DT es necesario tomar en consideración el tiempo de flujo del fluido y el tiempo de flujo de la arcilla como parámetro adicional.
3. Introducir los parámetros petrofísicos (Fase 4.7.2.1) en conjunto con la densidad de la matriz, la densidad del fluido en la formación y la totalidad de porosidad de la arcilla de la zona.
4. Indicar si se realizó la estimación de carbones o *Bad Hole* en el pozo para desestimar la porosidad de dichos intervalos.
5. Para el cálculo de porosidad total, en el método convencional se obtuvieron los valores en el módulo de porosidad de *Geolog*.

4.7.4.2. Metodología no convencional

Para la metodología no convencional se trabajaron dos procedimientos específicos: la estimación de registros sintéticos de porosidad a través de regresiones lineales, y para aquellos casos donde la dependencia lineal entre las variables de volumen de arcilla y la porosidad fueran muy baja (alto grado de incertidumbre), se realizó la estimación de registros sintéticos de porosidad a través de redes neuronales (Figura 50).

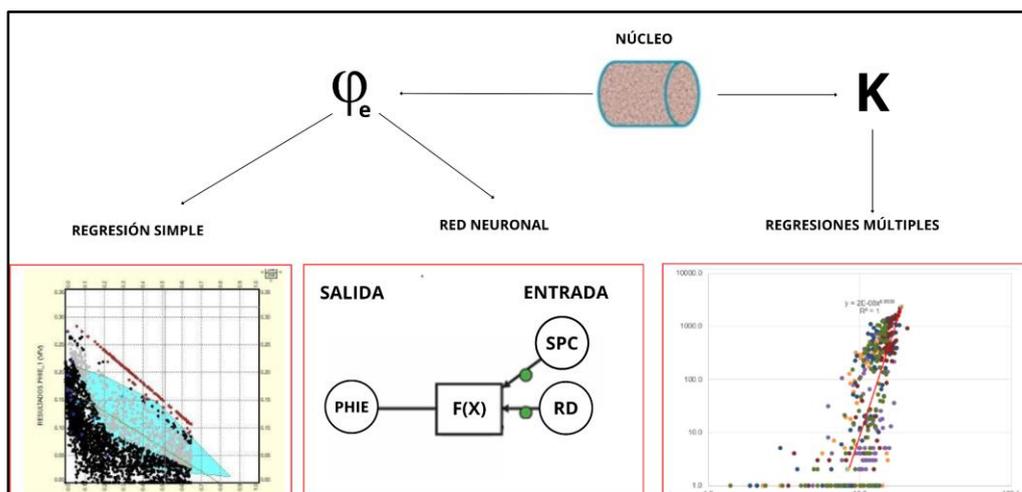


Figura 50. Esquema del desarrollo de la metodología para determinar porosidad por el método no convencional

a. Estimación de registros sintéticos de porosidad a través de regresiones lineales

La regresión lineal es una técnica de modelización que permite analizar datos para hacer predicciones. En la regresión lineal simple, se construye un modelo bivalente para predecir una variable de respuesta (y) a partir de una variable explicativa (x) (Figura 51).

$$y = m(x) + b \quad [16]$$

La regresión lineal presupone una relación lineal entre las variables dependiente e independiente. El análisis de regresión utiliza la relación histórica entre la variable independiente y la variable dependiente para predecir los valores de la variable dependiente.

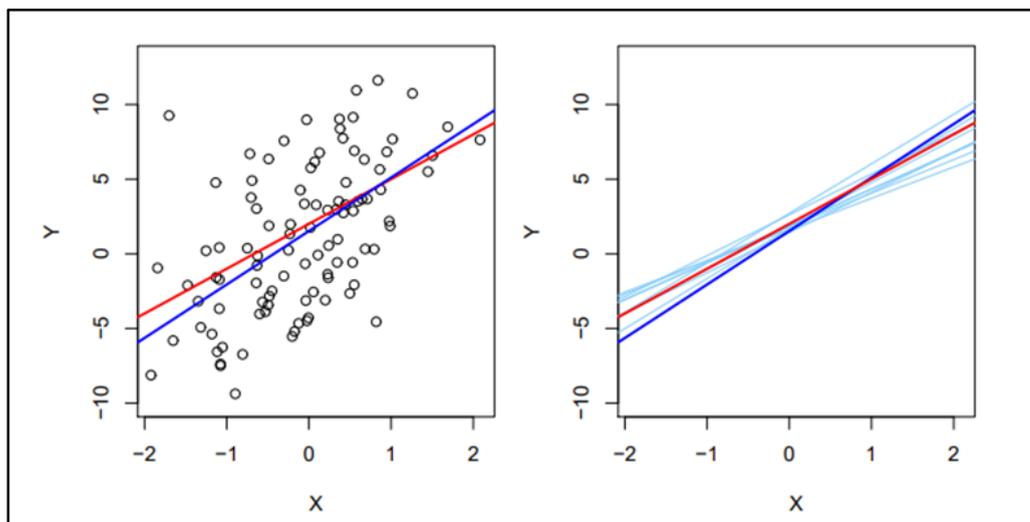


Figura 51. Ejemplo de una regresión lineal construida a partir de datos dispersos. Tomado de Games, J (2023)

Para el cálculo de la porosidad en pozos en los cuales los registros de porosidad eran antiguos, con elevado grado de incertidumbre y sin poderse validar, pero que poseían núcleos, se implementó la siguiente metodología involucrando regresiones lineales:

1. Se validó la información de porosidad del yacimiento a través de pruebas de núcleo. La mayoría de los núcleos disponibles no reportan valores de porosidad a condiciones de yacimiento; en su lugar, reportan valores de porosidad a condiciones ambientales. A fin de poder calibrar con los

registros eléctricos disponibles es necesario llevar estas medidas a condiciones de yacimiento.

2. Para realizar esta calibración, se utilizaron las medidas del pozo A (único que tiene valores de porosidad medidos a presión de yacimiento) y se realizó un gráfico cruzado o *crossplot* entre la porosidad medida a condición de yacimiento y la porosidad medida a condiciones ambientales o de laboratorio. Con esto, se obtuvo una idea del cambio del volumen poroso con la presión, y se procedió a corregirlos.
3. Al corregir este valor se logró extrapolar a todos los núcleos que no fueron medidos a condición de yacimiento a una pseudo condición de sobrecarga (yacimiento), y así poder hacer el cálculo basados en el mismo tipo de información.
4. Una vez corregidos los valores de porosidad del yacimiento en los núcleos, se procedió a hacer un *crossplot* de la porosidad corregida versus el volumen de arcilla total para todos los pozos con datos de núcleo.
5. Posteriormente, se realizó una regresión lineal para correlacionar la porosidad a partir de valores del volumen de arcilla. El supuesto de dicha correlación forma sus bases en la hipótesis de que, a mayor volumen de arcilla, menor porosidad efectiva se encontrará en el sistema.
6. Se validó la correlación por medio del coeficiente de Pearson (CC) en aquellos pozos con núcleo, validando la dependencia lineal entre las dos variables mencionadas.

b. Estimación de registros sintéticos de porosidad a través de redes neuronales

Se aplicaron redes neuronales artificiales para la caracterización de yacimientos, con el objetivo de modelar la porosidad efectiva. Usando el criterio de Archie (1942) (ecuación 17) se encontró que la porosidad se puede calcular mediante la resistividad; por tal motivo en este caso específico, se utiliza un algoritmo de perceptrón multicapa para la predicción de este parámetro de salida.

$$\phi = (1 / a) * (Rw / Rt)^{(1 / m)} \quad [17]$$

- ϕ es la porosidad.
- Rw es la resistividad de la salmuera (o agua intersticial).
- Rt es la resistencia verdadera de la formación.
- a y m son parámetros empíricos que dependen de la formación y de la saturación de agua.

A continuación, se detallan los pasos para la implementación de la red neuronal en la aplicación de un pozo, desarrollada en *Facimage Geolog* (ver Figura 52):

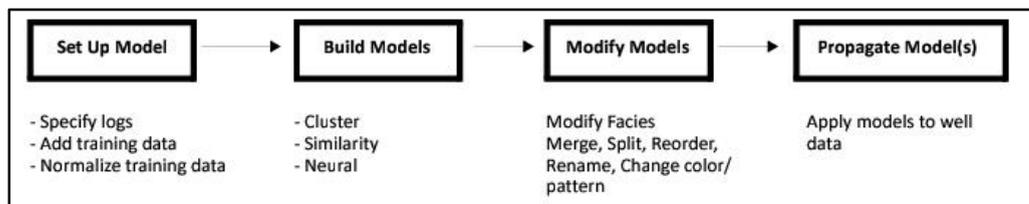


Figura 52. *Facimage workflow - modeling*. Extraída *Geolog documentation* (2022)

1. Seleccionar todos los pozos de interés.
2. Abrir una sesión en el módulo *Facimage Geolog*.
3. Realizar la configuración del modelo:
 - a. Se seleccionaron los datos de entrada: registros de Potencial Espontáneo Corregido (SPC) y Resistividades Profundas (RD).
 - b. Estos datos fueron utilizados para entrenar el modelo.
4. Entrenamiento:
 - a. Se eligió un intervalo representativo de los registros para entrenar la red neuronal.
 - b. Se ajustaron los límites de los datos para optimizar el aprendizaje del modelo.

5. Normalización de datos:
 - a. Se aplicaron diferentes métodos de normalización para mejorar el rendimiento del modelo.
6. Construcción del modelo:
 - a. Se desarrolló el modelo de red neuronal artificial (ANN).
 - b. Se definieron el número máximo de épocas de entrenamiento y neuronas en la capa oculta.
7. Propagación:
 - a. El modelo se propagó hacia otros pozos, asegurando que todos los datos de aplicación fueran seleccionados.
 - b. Se evaluó el rendimiento del modelo en los nuevos pozos utilizando la correlación entre las curvas resultantes y las originales.
8. Validación:
 - a. Se validó el modelo comparando los registros generados con los originales.
 - b. La evaluación se realizó mediante el coeficiente de correlación en software especializado.

Para el cálculo de porosidad total en la metodología no convencional, se implementó la ecuación 18.

$$\phi T = (VSH * 0.40) + \phi e \text{ [18]}$$

- ϕT =Porosidad total
- VSH: Volumen de arcilla
- ϕe : Porosidad efectiva “sintética” calculada a partir del Vsh

4.7.5. Modelo de Saturación (Sw)

Antes de determinar la saturación de agua en las formaciones, es crucial analizar la distribución de las arcillas depositadas en cada unidad y cómo afectan al modelo final. Según el informe de Fase I (Marín, Z., *et al.*, 2024) el gráfico cruzado Th/K reveló un predominio de caolinita y arcillas mixtas, destacando que la caolinita reduce la porosidad efectiva. Además, el gráfico de *Thomas-Stieber* proporcionó una visión general de la presencia de arcillas dispersas que llenan los poros (Figura 53).

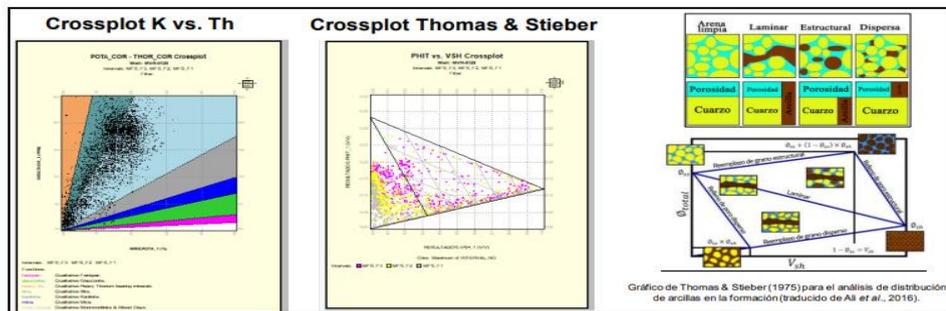


Figura 53. “Modelo Petrofísico de las unidades operacionales de los yacimientos pertenecientes a las formaciones Oficina y Merecure, dentro del Campo Mata R, Área Mayor de Oficina” (Marín, Z., *et al.*, 2024).

A continuación, se describe el procedimiento para el cálculo de la saturación (Sw):

1. Entrar al módulo de *Geolog* correspondiente. En el informe técnico, en la Fase I (Marín, *et al.*, 2024), se seleccionó el Modelo de *Simandoux* Modificado como el más adecuado para las formaciones, ya que tiene en cuenta el tipo y distribución predominante de arcillas en la formación y su impacto en la saturación (Figura 54).

Deterministic petrophysics water saturation.							
Well: ZM-0330							
Intervals: 7 selected							
Input Set: [WIRE]		Sampling Log: [Use finest]		Start		Cancel	
Output Set: [RESULTADOS_1]		Reference: [DEPTH]		Module Help ...			
Parameters							
	Comment	Unit	Name	All	MFS_F4	MFS_F3	MFS_F2
1	Option for saturation calculation method	ALPHA^18	OPT_SW	<input type="checkbox"/>	SIM_MOD	SIM_MOD	SIM_MOD
2	Archie constant	A	1	<input type="checkbox"/>	1	1	1
3	Option for cementation exponent	ALPHA^8	OPT_M	<input type="checkbox"/>	CONSTANT	CONSTANT	CONSTANT
4	Cementation exponent	M	2	<input type="checkbox"/>	2	2	1.8
5	Option for saturation exponent	ALPHA^9	OPT_N	<input type="checkbox"/>	CONSTANT	CONSTANT	CONSTANT
6	Saturation exponent	N	2	<input type="checkbox"/>	2	2	2
7	Option for water resistivity	ALPHA^8	OPT_BW	<input type="checkbox"/>	MEASURED	MEASURED	MEASURED
8	Resistivity of water sample	OHMM	RWS	<input type="checkbox"/>	0.089	0.089	0.089
9	Temperature of water sample	DEGF	RWT	<input type="checkbox"/>	230	230	230
10	Total porosity of shale	V/V	PHIT_SH	<input type="checkbox"/>	0.4	0.4	0.4
11	Shale resistivity	OHMM	RT_SH	<input type="checkbox"/>	3	3	5
12	True formation resistivity	OHMM	RT	<input checked="" type="checkbox"/>	RD	RD	RD
13	Flushed zone resistivity	OHMM	RZO	<input checked="" type="checkbox"/>			
14	Total Porosity	V/V	PHIT	<input checked="" type="checkbox"/>	RESULTADOS.PHIT	RESULTADOS.PHIT	RESULTADOS.PHIT
15	Effective Porosity	V/V	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	AN.PHIE	AN.PHIE	AN.PHIE
16	Volume of Shale	V/V	VSH	<input checked="" type="checkbox"/>	AN.VSH	AN.VSH	AN.VSH

Figura 54. Módulo de porosidad en *Geolog*, véase interfaz para calcular S_w con

Simandoux modificado.

1. Se introdujeron los parámetros petrofísicos base (fase 4.7.2.2).
2. Se identificó la resistividad de la lutita.
3. Se calculó la saturación y se hizo la validación y ajuste del modelo bajo la premisa de que al estar trabajando en yacimientos convencionales las lutitas no deben poseer hidrocarburos.

4.7.6. Modelo de permeabilidad

4.7.6.1. Permeabilidad - Timur

Timur (1968) propuso una ecuación para el cálculo de la permeabilidad. Se trata de una expresión similar a la ecuación de Wyllie y Rose (1950), que considera la porosidad y los valores de saturación de agua irreducible, con la diferencia de que Timur no diferenció el tipo de fluido acumulado en el yacimiento (Ecuación 19).

$$K = \left(\frac{93 \cdot \phi^{2.2}}{Swirr} \right)^2 \quad [19]$$

Donde:

- K= permeabilidad en milidarcys
- ϕ = porosidad
- Swirr= saturación de agua (Sw) de una zona a saturación de agua irreducible

4.7.6.2. Cálculo de modelo de permeabilidad a partir de regresiones múltiples

En la regresión lineal múltiple, el modelo se amplía para incluir más de una variable explicativa (x_1, x_2, \dots, x_p) produciendo un modelo multivariante. Este análisis nos permite hacer inferencias causales, pero sí investigar cómo se asocia un conjunto de variables explicativas con una variable dependiente de interés (Figura 55).

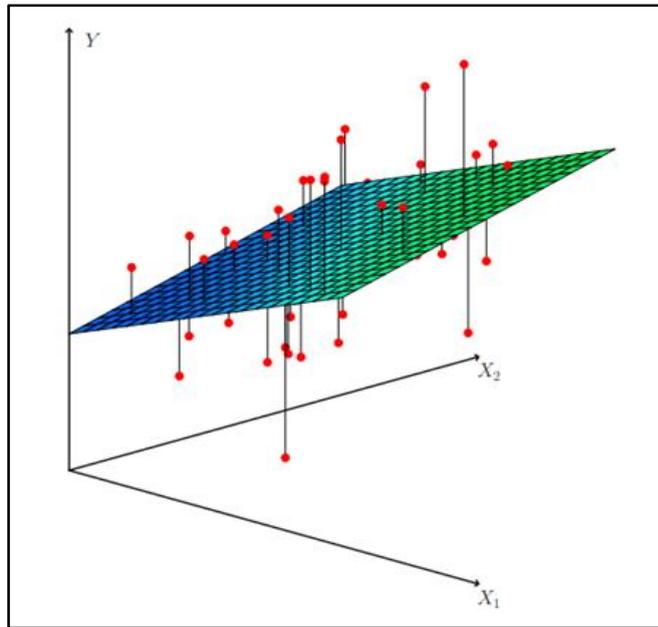


Figura 55. Ejemplo de una regresión múltiple, construida a partir de datos dispersos. Véase como con los diversos valores se construye un plano. Tomado de Games, J (2023)

Utilizando regresiones múltiples para el cálculo de la permeabilidad, se procedió a:

1. Con los núcleos disponibles por campo, se procedió a realizar un *crossplot* de Permeabilidad vs Porosidad, generando así una dispersión de los diversos valores obtenidos para el campo Zapatos.
2. Posteriormente, se procedió a realizar una regresión potencial múltiple para obtener una correlación de los valores de permeabilidad en función de los valores de porosidad efectiva de núcleo para el campo Zapatos.
3. Se comparó con la permeabilidad medida en el núcleo del pozo piloto A para validar el CC y si cumplía, se procedía a extrapolarse.
4. La ecuación obtenida mediante datos de permeabilidad horizontal (Kh) en los pozos que poseían núcleo fue:

$$K = 2 * 10^{-8} * (\phi * 100)^{8.6556} \quad [20]$$

- $K = \text{Permeabilidad (md)}$
- $\phi = \text{Porosidad}$

4.7.7. Generación de sumarios petrofísicos

Para la creación de mapas de isopropiedades, y previamente la generación de sumarios petrofísicos, se implementaron las herramientas de *Geolog* que permiten agrupar las propiedades petrofísicas de los niveles deseados según los parámetros de corte que se indiquen.

4.7.7.1. Parámetros de cortes

De acuerdo a Cosentino (2001), el corte es un valor umbral que se aplica a determinados parámetros del yacimiento, con el fin de dividir la secciones en *pay* y cuáles no, lo cual es de vital importancia en términos de estimaciones volumétricas del petróleo *in situ*. El autor explica que el error habitual es definir estos parámetros en función de la litología y propiedades petrofísicas, puesto que su naturaleza es dinámica y depende de cada parámetro como: permeabilidad, movilidad vs permeabilidad depende de la etapa de exploración en la cual se encuentre el yacimiento involucrado, mecanismo de producción, etc (Figura 56).

- Para determinar la porosidad de corte, se realiza el gráfico cruzado porosidad vs. permeabilidad en el núcleo, posteriormente se selecciona el valor teórico de la permeabilidad favorable para la movilidad en el yacimiento (Worthington & Cosentino, 2005), y se interseca este valor con la línea de tendencia de los datos. La proyección de dicho punto de corte en el eje de la porosidad corresponde a la porosidad de corte (ϕ_c).
- Para determinar la arcillosidad de corte, se sigue el mismo proceso anterior y se grafica el volumen de arcilla (V_{sh}) calculado mediante los registros de pozo vs. la porosidad, tomando el valor de ϕ_c determinado, obteniendo así el valor de la arcillosidad de corte (V_{shc}).
- Para determinar la saturación de corte, se grafica el modelo de saturación de agua calculado con los registros (S_w) vs. la porosidad (ϕ), se toma como dato de entrada el valor de ϕ_c y se obtiene el valor de la saturación de corte (S_{wc}).

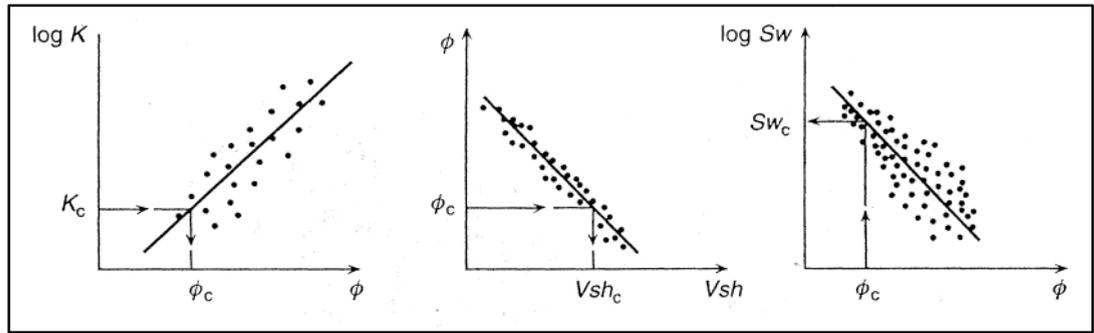


Figura 56. Metodología típica empleada para generar parámetros de corte. Extraído de Cosentino (2001).

Es importante destacar que Cosentino establece que el enfoque habitual para determinar el Net/Gross es la selección de un valor base de permeabilidad (1 mD en este ejemplo) y así sucesivamente ir consiguiendo los demás valores de interés (Figura 57).

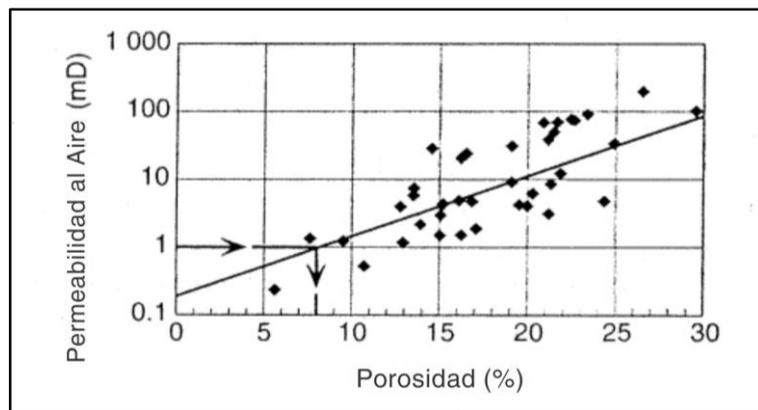


Figura 57. cálculo del parámetro de corte Porosidad asumiendo una permeabilidad del aire de 1 mD extraído de Cosentino (2001)

4.7.7.2. Generación de sumarios

En el caso de campos maduros con una larga historia de producción, Cosentino establece que implementar parámetros de campos vecinos puede ser considerado como un problema de escalado u homogeneización.

Para dicho fin, se siguió la siguiente metodología:

1. Tomar los parámetros de corte del campo vecino Aguasay, generando así una para el campo Zapatos (Marín, Z., 2024) (Figura 58).

The screenshot displays three tables in a software interface:

Cutoff Definitions

Cutoff Name	Input Log	Type	Method	Value/Log	Units	Treat Miss = 0	Report	Report NDP
1 PORO_EFECT	PHIE	>=	VALUE	0.06	V/V	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3
2 SAT_WAT_EF...	SWE	<=	VALUE	0.50	V/V	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3
3 VSHALE	VSH	<=	VALUE	0.35	V/V	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3

Flag Definitions

Flag Name	PORO_EFECT Cutoff	AT_WAT_EFEC Cutoff	VSHALE Cutoff
1 AT	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2 AN	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
3 ANP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Lump Definitions

Lump Name	Flag	Min Thk	Include Min Thk	Include Max Sep	Include Separations	Include "Missings" in GROSS	Units	Create Output Set	Create Interval Set	Create Zone Set
1 AT	AT	0.5	0.5	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	FEET	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2 AN	AN	0.5	0.5	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	FEET	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
3 ANP	ANP	0.5	0.5	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	FEET	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura 58. Condiciones de corte para la generación de los sumarios

2. Introducir los parámetros seleccionados en el módulo *Pay Model* (Figura 59).

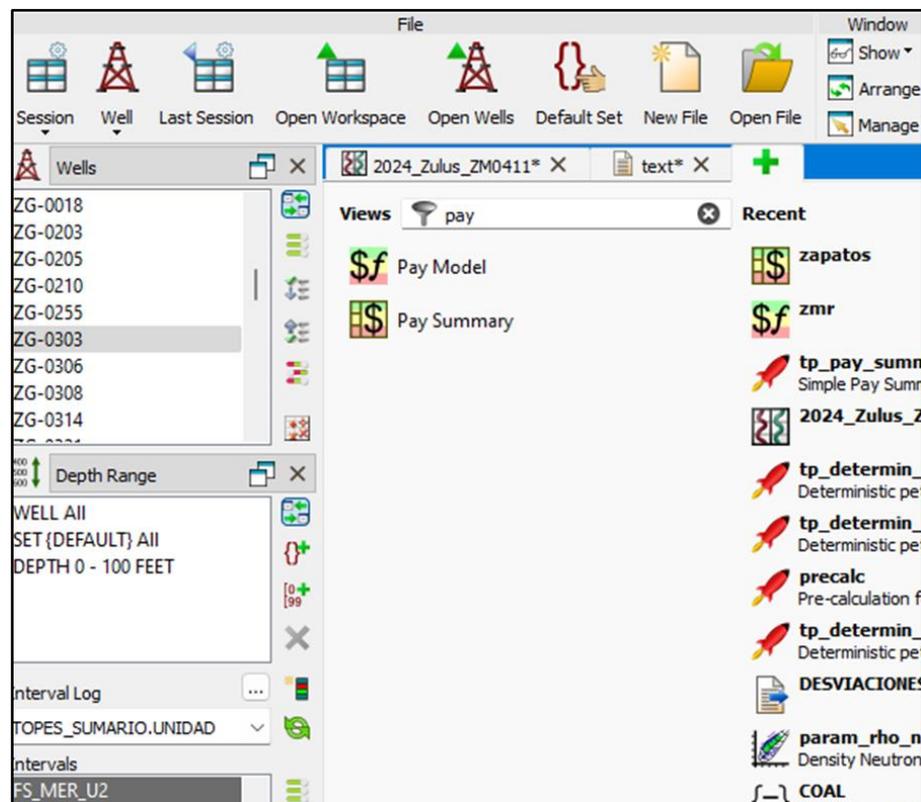


Figura 59. Módulo para generación de los sumarios con los pozos del campo Zapatos

3. Seleccionar todos los pozos deseados para generar un único parámetro de salida por campo. Para esto se usa la herramienta “*Pay Summary*” del software *Geolog*.
4. Discretizar entre pozos desviados y verticales. La importancia de realizar los sumarios tomando en consideración la geometría del pozo radica en que, si no es tomado en cuenta, puede sobreestimar o subestimar las propiedades del yacimiento de interés (Figura 60).

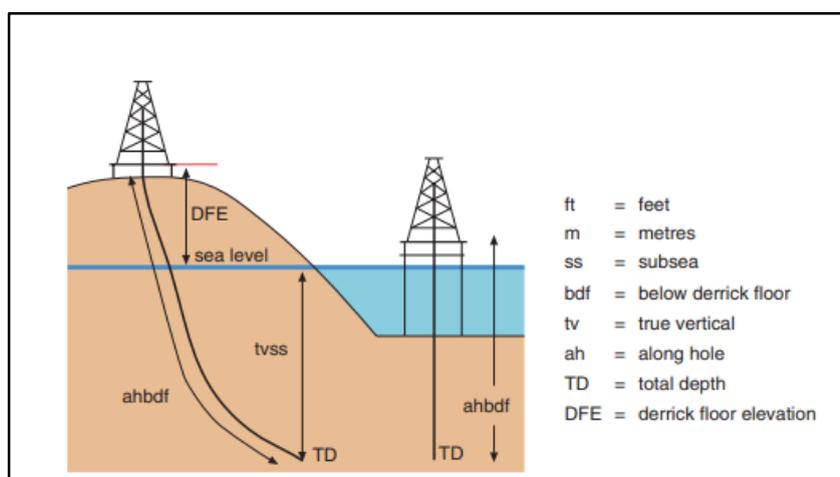


Figura 60. Extraído de: Jahn, F., Cook, M., y Graham, M. (2008)

5. Seleccionar los “topes” correspondientes a los niveles estratigráficos de 4to y 5to orden.
6. Correr módulo de *pay summary*.
7. Obtención del parámetro de salida para el campo Zapatos en un archivo txt.

Una vez obtenidos todos los valores de corte se procede a elaborar las tablas sumario de las propiedades petrofísicas en cada intervalo de interés, determinando los espesores netos y producibles de la formación.

4.7.8. Generación de mapas isopropiedades

Una vez aplicado los parámetros de corte o *cut-off* en los yacimientos de interés, se procedió a trabajar con los datos específicos, implementando la metodología de

flujo de trabajo de estadísticas geográficas en el software ArcGIS utilizando el análisis geoestadístico (Figura 61) con la finalidad de obtener variables como: porosidad, espesor, volumen de arcilla y saturación de agua en las áreas del yacimiento donde no existen puntos de control (pozos).

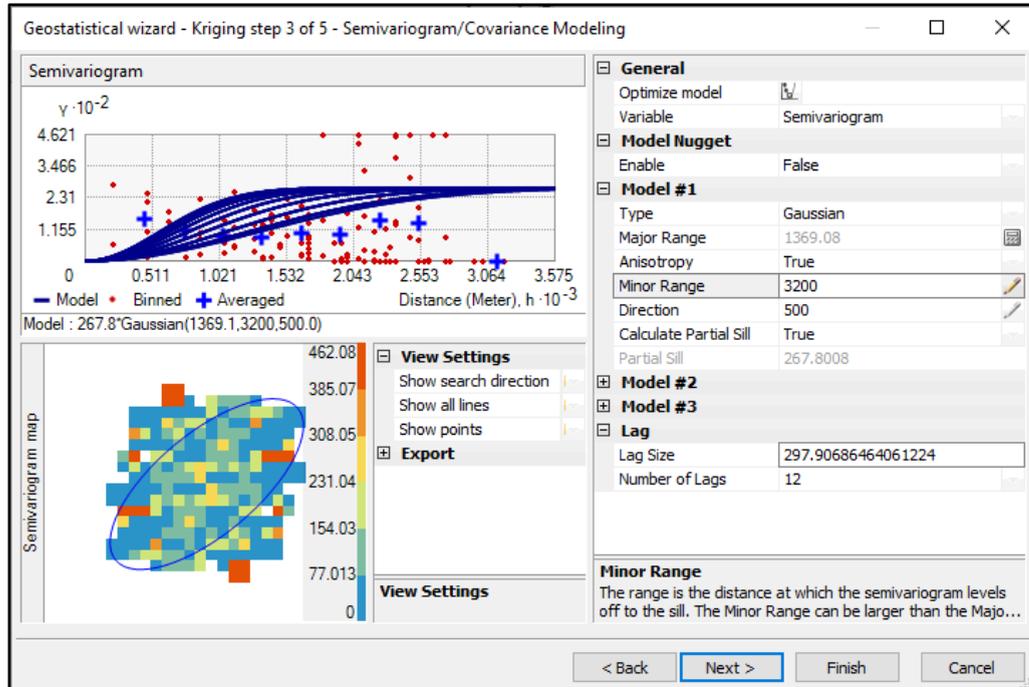


Figura 61. Módulo de análisis geoestadístico en ArcGIS

Este procedimiento consiste en:

- a. Selección del modelo estadístico que respete los parámetros de entrada, discretizando así entre la metodología determinista (IDW) y probabilística (*Kriging*): Se seleccionó la metodología probabilística de *Kriging*, que es un procedimiento geoestadístico avanzado que genera una superficie estimada a partir de un conjunto de puntos dispersados con valores z . La herramienta *Kriging* implica una investigación interactiva del comportamiento espacial del fenómeno representado por los valores z antes de seleccionar el mejor método de estimación para generar la superficie de salida. *Kriging* presupone que la distancia o la dirección entre los puntos de muestra reflejan una correlación espacial que puede utilizarse para explicar la variación en la superficie.
- b. Escogencia del modelo de segundo orden que represente mejor la geometría del yacimiento y distribución de los parámetros de entrada. La

aplicación principal de *kriging* es la predicción de los valores de atributo en las ubicaciones que no fueron muestreadas. El semivariograma empírico proporciona información sobre la autocorrelación espacial de los *datasets*. Sin embargo, no suministra información para todas las direcciones y distancias posibles. Por esta razón, y para asegurar que las predicciones de *kriging* tengan varianzas de *kriging* positivas, es necesario ajustar un modelo (es decir, una función o curva continua) al semivariograma empírico. Para este estudio particular, se utilizó un modelo de semivariograma empírico con función Gaussiana, mostrado a continuación (Figura 62):

$$\gamma(x_i, x_j) = \frac{1}{2} \text{var} [Z(x_i) - Z(x_j)] = \frac{1}{2} E [Z(x_i) - Z(x_j)]^2$$

Figura 62. Modelo de semivariograma Gaussiano

- c. Evaluación de la desviación estándar obtenida y comparación con los mapas oficiales del yacimiento.

4.8. FASE V: Modelo dinámico

Una vez definidas las propiedades del modelo estático y los parámetros del yacimiento seleccionado, se prosiguió a estructurar el modelo para una simulación numérica en el software *Computer Modelling Group* (CMG).

El modelo del yacimiento se creó utilizando tanto el simulador de yacimientos composicionales del modelo de ecuación de estado generalizado (GEM™) como también en la integración de la herramienta de caracterización de propiedades de fluidos (WinProp™).

A continuación, se detallan los pasos para la construcción del modelo:

4.8.1. Preparación de datos

Se recopilaron y analizaron los datos geológicos del yacimiento, que incluyen mapas estructurales, mapas de espesores, propiedades de roca y fluidos.

4.8.2. Importación de mapas geológicos

Se utilizó el módulo *Builder* para cargar el mapa de contornos estructurales del yacimiento. Se verificó que la representación visual en CMG refleje con precisión las características y dimensiones del yacimiento.

4.8.3. Creación del grid

Se estableció el tamaño y la resolución del grid basado en la heterogeneidad del yacimiento y la escala de la simulación. Se definieron los parámetros i, j, k asegurando que la resolución sea suficiente para capturar los detalles del flujo. Para este modelo, el mallado utilizado fue 80*40*6 en las direcciones i, j y k respectivamente, ajustando las dimensiones al mapa estructural y tomando en consideración las capas de interés en el estudio.

4.8.4. Especificación y definición de propiedades roca-fluido

Se importaron a su vez los mapas de isopropiedades para los espesores y la porosidad. Para el cálculo de la permeabilidad, se utilizó la misma correlación empleada para el campo Zapatos en cálculo en la caracterización petrofísica.

Para el cálculo de la compresibilidad de la roca de formación, se empleó la Correlación de (Newman, GH., 1973). Para areniscas, la correlación se muestra a continuación:

$$Cf = \frac{97.3200 \times 10^{-6}}{(1+55.8721*\phi)^{1.42859}} \quad [21]$$

- $Cf = \text{compressibility factor (1/psi)}$

La correlación anterior es válida en el intervalo de porosidad del 2-33 %, con un error máximo del 2,6 % para la arenisca, lo cual se cumple para este estudio en específico.

4.8.5. Creación del modelo composicional

Una vez definidas las propiedades del yacimiento, se utilizó el módulo *WinProp*TM, para caracterizar cada componente presente en el yacimiento. Para ello, análisis de muestras de gas y líquido del separador fueron tomadas de un pozo del área de estudio.

El gas del separador del pozo A 328 fue analizado hasta heptanos más usando

técnicas rutinarias de análisis cromatográficos de gas. La composición del líquido del separador fue medida hasta heptanos más usando técnicas de cromatografía de gas y de destilación fraccional a baja temperatura. Utilizando la composición molar definida para cada componente y las propiedades específicas de la librería de la interfaz, se validó el modelo composicional para el estudio.

4.8.6. Definición del pozo inyector

Se procedió a definir las variables de interés para el pozo inyector; desde su ubicación espacial en el mallado del yacimiento, hasta el rango de fechas y variables de control para el procedimiento. Fue localizado según coordenadas identificadas en el mapa estructural, mientras que las variables utilizadas forman parte de distintos escenarios de sensibilidad, para evaluar el ajuste del modelo hasta que las condiciones sean coherentes con el comportamiento esperado del yacimiento durante la inyección.

4.8.7. Ejecución de la simulación

Se establecieron parámetros de entrada y salida a través de la interfaz de CEDIT, el módulo de edición de texto de la programación del modelo. Una vez definidos y validados, se procede a correr el modelo .dat en el módulo de GEM.

4.9. FASE VI: Elaboración de la matriz de riesgo

Los proyectos de almacenamiento de carbono son complejos y presentan riesgos inherentes al subsuelo que exigen una evaluación exhaustiva de los riesgos y la gestión de las incertidumbres. Mediante la realización de evaluaciones de riesgos exhaustivas, los operadores pueden obtener información valiosa sobre la probabilidad y las posibles consecuencias de los diversos riesgos asociados al almacenamiento geológico de CO₂, lo que les permite tomar decisiones con conocimiento de causa y asignar los recursos de manera eficaz (*International Association for Oil & Gas Producers*, 2023).

Las evaluaciones de riesgos deben realizarse en función del área y examinar los posibles impactos relacionados con las actividades del subsuelo. Una evaluación exhaustiva de los riesgos del subsuelo debe tener como objetivo identificar los diversos riesgos y sus impactos, así como desarrollar planes de mitigación para hacer frente a estos riesgos.

El perfil de riesgo de un proyecto de almacenamiento de CO₂ evolucionará a lo largo de

su ciclo de vida. Por tanto, las prácticas aceptadas en el sector y algunos requisitos normativos sostienen que las evaluaciones de riesgos deben revisarse y actualizarse periódicamente a lo largo de un proyecto para gestionar y reducir los riesgos de forma eficaz. A continuación, se definen las técnicas utilizadas para la evaluación y creación de la matriz de riesgo.

4.9.1. Técnicas de evaluación de riesgos

Existen muchos métodos diferentes para evaluar el riesgo, pero pueden dividirse en cuantitativos y cualitativos. Para realizar una evaluación de riesgos cuantitativa sólida, se necesitan datos históricos de rendimiento que proporcionen pruebas empíricas de la frecuencia de ocurrencia de sucesos poco frecuentes. Aunque el CO₂ se ha utilizado en inyecciones de gas miscible durante décadas, y el almacenamiento subterráneo de gas de hidrocarburos es una tecnología probada, el almacenamiento subterráneo de CO₂ es relativamente nuevo y actualmente carece del conjunto de pruebas empíricas necesarias. Esto significa que no es posible realizar una evaluación cuantitativa rigurosa del riesgo.

En su lugar, se tomará referencia de la técnica de análisis de sensibilidad cualitativa empleada por Shell para la gestión de riesgos en el campo agotado de gas, *Goldeneye*, en el Mar del Norte. Shell emplea una técnica para evaluar la idoneidad y los riesgos de contención de un área de almacenamiento potencial. La evaluación de los riesgos de confinamiento emplea la técnica de evaluación de riesgos «*bow-tie*», también conocida como «corbata», ampliamente utilizada en la evaluación de los riesgos de proyectos. Posteriormente, se clasificaron las amenazas en una matriz de riesgos.

4.9.1.1. Método de Corbatín (*Bow-Tie*)

Un análisis de Corbata es una metodología de evaluación de riesgos que se utiliza para visualizar las posibles exposiciones al riesgo y los resultados relacionados con diversos escenarios o sucesos peligrosos. El Método *Bow-tie* es un diagrama que permite visualizar el riesgo que se está enfrentando en una perspectiva holística y de un muy fácil entendimiento. El diagrama tiene la forma de una corbata, creando una clara distinción entre la gestión de riesgos proactiva (preventiva) y reactiva. Consta de tres partes: las causas (izquierda), el suceso (centro) y los efectos (derecha)

(Figura 63)

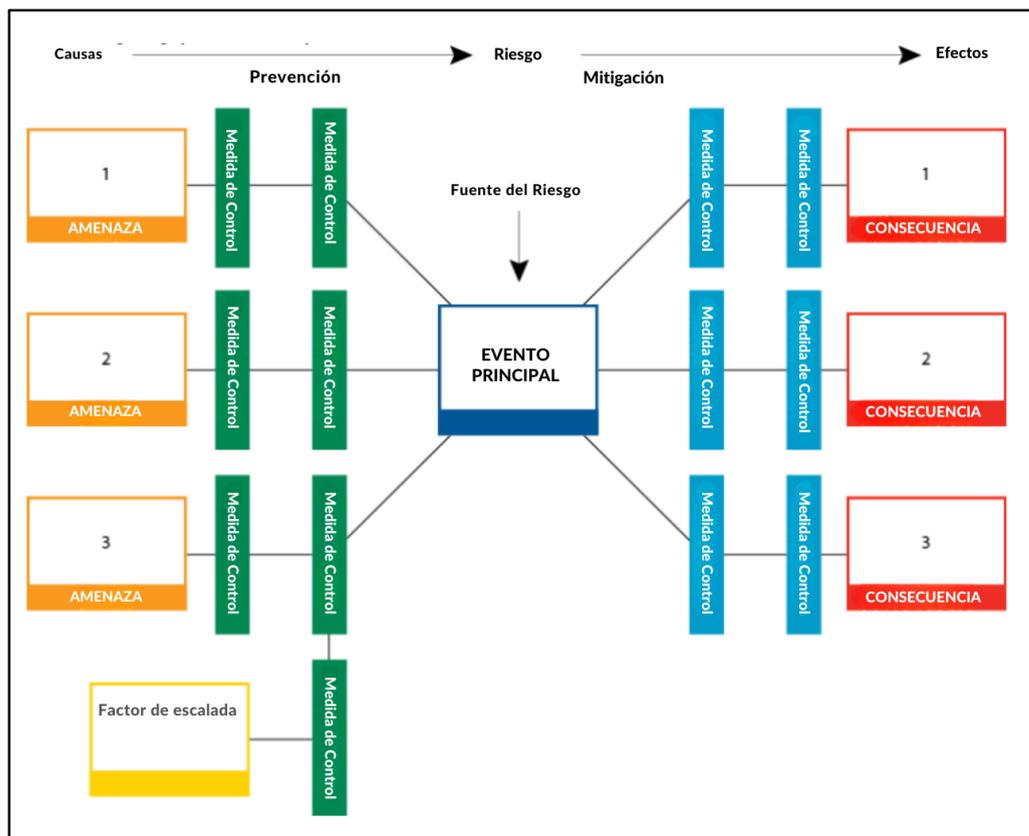


Figura 63. Diagrama de Corbata. Adaptado de Tucker, O (2013)

Aunque existen variaciones en función del sector y la aplicación, el uso de la metodología de la corbata para el análisis del proyecto de almacenamiento de CO₂ implicó cinco pasos básicos:

1. El suceso: Identificar el peligro y el suceso o sucesos de riesgo en el centro del diagrama.
2. Nodos izquierdos: Realizar un análisis retrospectivo para identificar las posibles causas raíz o las amenazas que podrían conducir a ese peligro/evento.
3. Nodos derechos: Reconocer los impactos y consecuencias potenciales del peligro y esbozar los posibles daños.
4. Aplicar medidas de control o barreras preventivas a la izquierda para disminuir la probabilidad de que las amenazas de origen conduzcan al peligro.

5. Mitigar los resultados negativos insertando medidas de recuperación o control a la derecha para reducir los posibles daños.

4.9.2. Elaboración de la Matriz de Riesgo

Para elaborar la matriz de riesgo, primero se hizo una revisión bibliográfica sobre proyectos relacionados al área de almacenamiento de CO₂ para estudiar repercusiones positivas y negativas en un proyecto de esta índole.

Posteriormente, se definieron los criterios de gravedad y probabilidad para la estructura de la matriz, tomando como referencia la metodología de elicitación de expertos desarrollada por Edlmann, K (2021) para identificar, evaluar y clasificar los riesgos de fuga de CO₂ en el subsuelo.

4.9.2.1. Gravedad

La gravedad refleja el alcance de la posible fuga: ¿se distribuiría el CO₂ en los primeros milímetros de la roca sello o se filtraría a la superficie? Se utilizó una escala de 1 a 5, en la que un valor de gravedad bajo (1) se refiere a una fuga de escasa magnitud (Figura 64).

1. Distribución de CO₂ en los primeros milímetros de la roca sello
2. Distribución de CO₂ en los primeros 10 centímetros de la roca sello
3. Distribución de CO₂ en los primeros metros de la roca sello
4. Distribución de CO₂ en las primeras decenas de metros de la roca sello
5. Distribución de CO₂ por encima de la capa superior principal.



Figura 64. Diagrama de categorización de gravedad para la matriz de riesgo. Adaptado de: Edlmann, K. (2021).

4.9.2.2. Probabilidad

La probabilidad cuantifica el periodo de tiempo probable de la vía potencial de fuga de CO₂. Se utilizó una escala de 1 a 5, en la que un valor de probabilidad bajo, 1, se refiere a un plazo lento para la fuga (Figura 65).

1. La fuga se produce al cabo de 10000 años
2. La fuga se produce al cabo de 1000 años
3. La fuga se produce al cabo de 100 años
4. La fuga se produce al cabo de 10 años
5. La fuga se produce durante el periodo de inyección

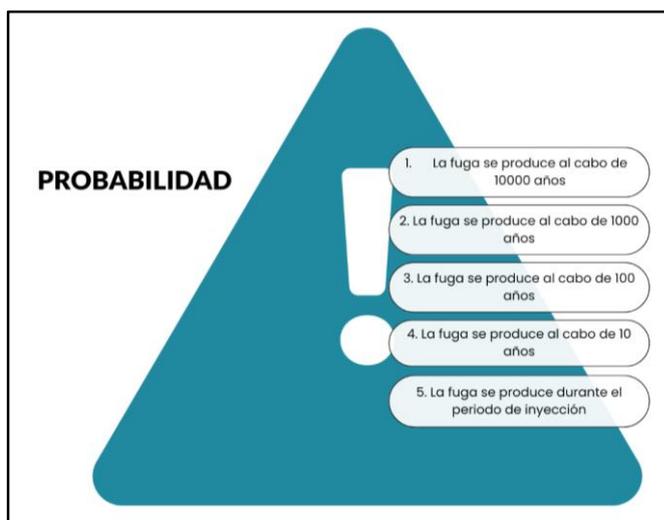


Figura 65. Diagrama de categorización de probabilidad para la matriz de riesgo.

Adaptado de: Edlmann, K. (2021).

De esta manera, analizando la gravedad y probabilidad de cada suceso, se procede a integrar el conjunto de datos en la siguiente matriz de clasificación (Figura 66):

Probabilidad (escala temporal decreciente de las fugas de CO ₂)	5	Medio	Alto	Alto	Crítico	Crítico
	4	Medio	Medio	Alto	Alto	Crítico
	3	Medio - Bajo	Medio	Medio	Alto	Alto
	2	Medio - Bajo	Medio - Bajo	Medio	Medio	Alto
	1	Bajo	Medio - Bajo	Medio - Bajo	Medio	Medio
		1	2	3	4	5
		Gravedad (aumento del alcance de las fugas de CO ₂)				

Figura 66. Esquema de clasificación para la matriz de riesgos asociados a la fuga de CO₂. Adaptado de: Edlmann, K. (2021)

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

A través de la metodología planteada en el capítulo anterior, en la que se indicaron los pasos a seguir con la finalidad de dar respuesta a los objetivos planteados, se muestran a continuación los resultados que arrojaron las diferentes fases de estudio.

5.1. Información Regional del Área

De acuerdo a McKinsey y Company, Venezuela tiene un potencial elevado de 4.500-5.000 Mt CO₂ asociado a la capacidad de almacenamiento en cuencas sedimentarias (Figura 67). En este sentido, dicho potencial debe ser evaluado, analizando factores prioritarios para la selección del área tipo, como lo son: la cercanía a Áreas Bajo Régimen de Protección Especial (ABRAES), centros poblados y recursos hídricos con el fin de planificar un proyecto sostenible a largo plazo.

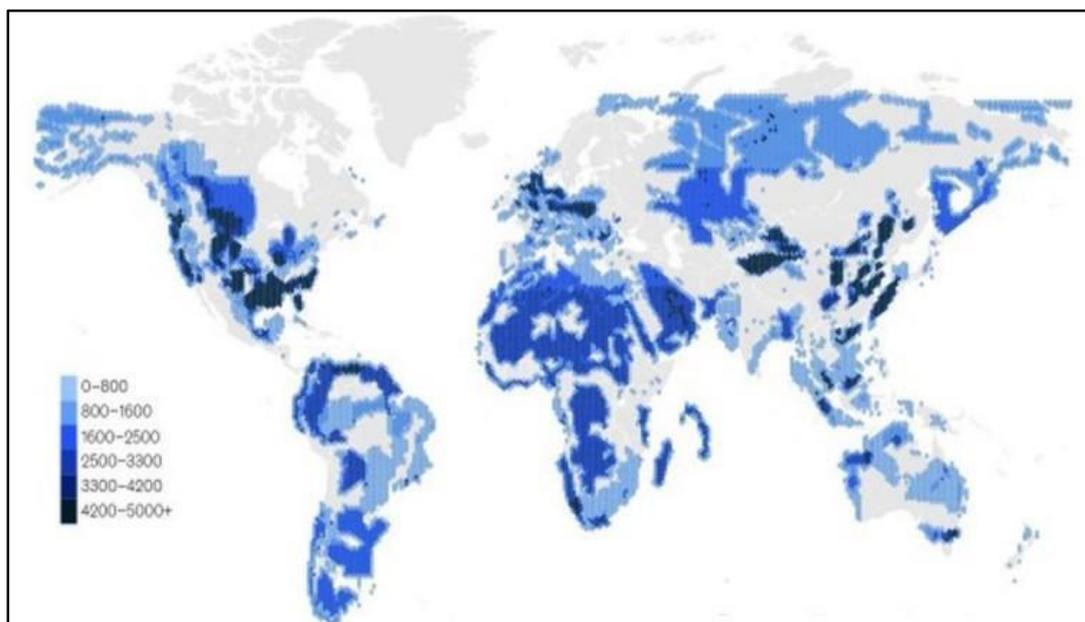


Figura 67. Potenciales sitios de almacenamiento de CO₂ *McKinsey & Company* (2021)

Si se analiza a detalle la Figura 68, se verifica que el Campo Zapatos no se ubica dentro de un ABRAES; a su vez, el poblado más cercano es Anaco a unos 30 km. Así mismo, los recursos hídricos superficiales se observan que en el margen sur del Campo se encuentra únicamente el río Guanipa; sin embargo, a nivel de subsuelo se deben identificar los acuíferos colindantes, por lo que inicialmente se corrobora la viabilidad regional de la locación para el almacenamiento geológico de carbono.

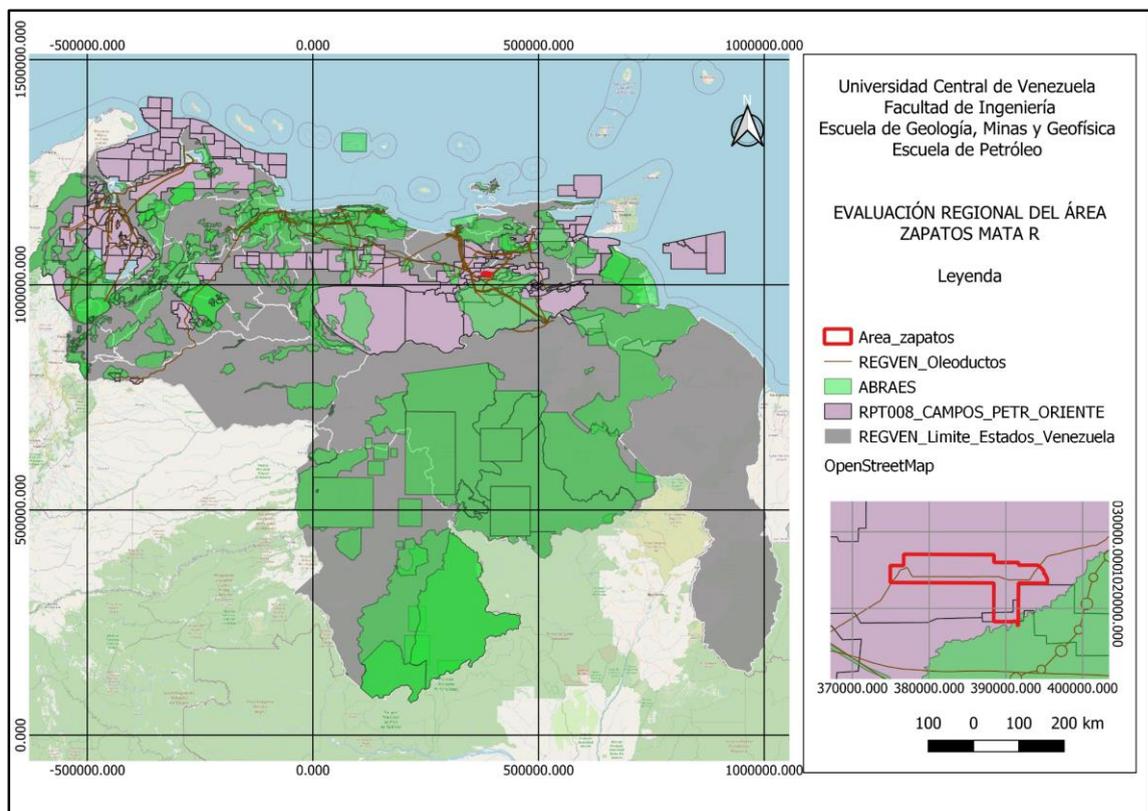


Figura 68. Evaluación regional del área de Zapatos, el área prospectiva para el almacenamiento geológico de CO₂ en color rojo.

5.2. Desarrollo de recursos existentes / Captura de CO₂

La existencia de carreteras, pozos, redes de oleoductos, etc. pueden abaratar y facilitar el transporte del CO₂ desde las fuentes a los almacenes, y su posterior inyección en la formación geológica previamente seleccionada. En cuencas inmaduras desde el punto de vista de la explotación, cualquier actividad de este tipo resulta más costosa que, en cuencas maduras, donde la geología e hidrogeología se conocen, las reservas de hidrocarburos se han descubierto total o casi totalmente, y la infraestructura y la producción están bien desarrolladas tras años de trabajo (CIEMAT, 2007).

Para el caso del Campo Zapatos en cuanto al desarrollo de recursos existentes, se considera ventajoso la ubicación de la localidad ya que cuenta con la infraestructura en un análisis inicial, donde al estar trabajando en una cuenca cuyas actividades exploratorias y de explotación se consideran avanzadas, se categoriza al campo como maduro. Sin embargo, se debe prestar especial atención a las condiciones de los pozos circundantes, bien sean productores activos, abandonados y/o con problemas de integridad.

En cuanto a la relación con la distancia entre fuentes y almacenes, se daría prioridad a las

áreas próximas a los focos emisores, así como aquellas próximas a las líneas de distribución y transporte (oleoductos y gaseoductos).

Para Venezuela, a continuación, se listan los principales sectores emisores (Figura 69).

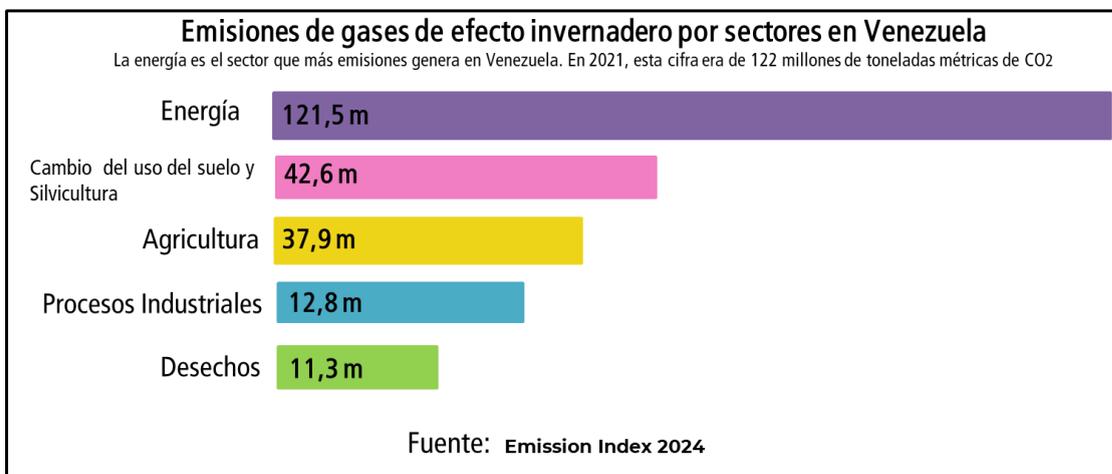


Figura 69. Emisiones de CO₂ por sector en Venezuela, medido en toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e). Fuente: Índice de Emisiones. Modificado de: (*Emission Index 2024*)

Siendo el principal sector emisor de GEI de Venezuela el sector energético, y representando el área de explotación de los estados Anzoátegui y Monagas significativas contribuciones por las actividades petroleras del sector, se considera de gran relevancia en cuanto a posible ubicación estratégica para la captura y posterior almacenamiento de CO₂. Como se observa en la Figura 70, el área de estudio representa un foco significativo en cuanto a la emisión de gases de efecto invernadero.

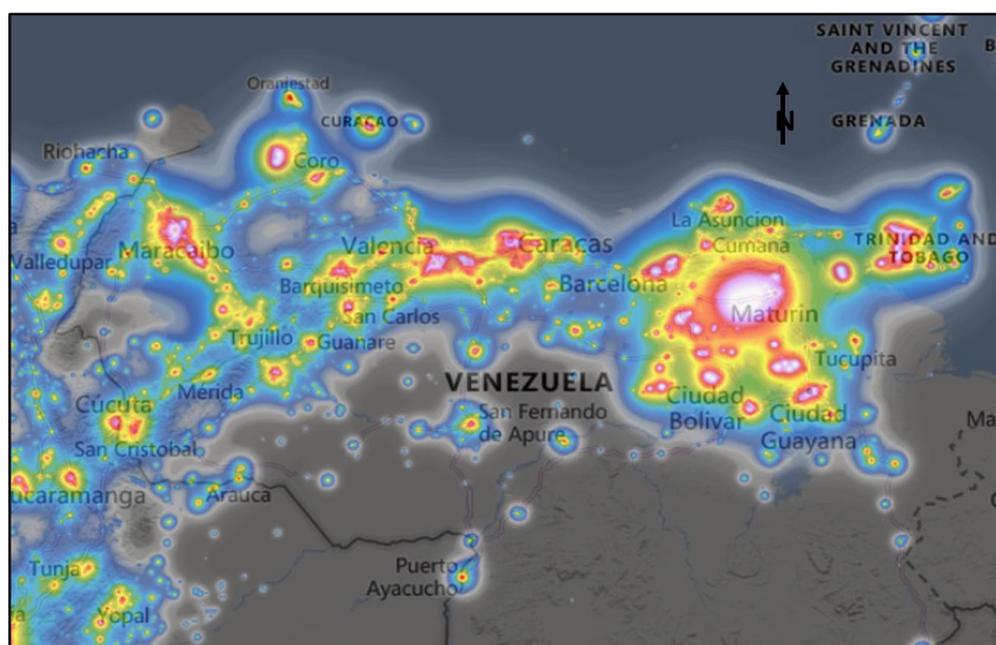


Figura 70. Mapa de la contaminación lumínica en Venezuela. Se presenta mayormente en los centros urbanos, aunque la mayor fuente se encuentra en la región oriental donde se quema gas. Fuente: Observatorio de la Tierra de la NASA.

Así mismo, a pesar de poseer una amplia estructura de pozos y oleoductos, el proceso de la captura debe ser reconsiderado y evaluado a mayor profundidad, puesto que el país no posee instalaciones de captura de CO₂, y sólo se tiene conocimiento de una planta de compresión activa (Carito - Pirital, con capacidades de compresión baja y media); mientras que los sistemas de transporte de gas actuales (como el Sistema de Transporte Anaco - Jose) deben ser evaluados en términos de la presión operativa necesaria para transportar el CO₂ desde su centro de captura hasta el centro almacén.

Una infraestructura que transporte CO₂ en cantidades lo suficientemente grandes como para contribuir de forma significativa a la mitigación del cambio climático requerirá una amplia red de gasoductos. A medida que continúe el crecimiento, puede resultar más difícil conseguir derechos de paso para las tuberías, sobre todo en zonas muy pobladas que producen grandes cantidades de dióxido de carbono; por tanto, el proceso de captura debe derivar en un estudio mucho más específico.

En este orden de ideas, caracterizar las propiedades específicas del CO₂ obtenido de la captura es un punto fundamental para comprender el comportamiento composicional del gas en el sistema de almacenamiento de CO₂. A pesar de que en Venezuela actualmente no se cuentan con sitios de captura, una proyección inicial establecida por Mata, T. (2023) identifica las siguientes zonas como potenciales áreas prospectivas para el CCUS-EOR en las cuencas sedimentarias en Venezuela (Figura 71). En el caso de la Cuenca Oriental, estas zonas están asociadas principalmente a plantas procesadoras de gas, las refinерías y los complejos mejoradores, los cuales se proyectan como potenciales locaciones principales para la captura. Por tal motivo, por su bajo costo de captura se consideran una “posible” fuente de CO₂ aquellas locaciones provenientes de la industria del hierro, aluminio y siderurgia para ser almacenado en el Campo Zapatos.

A pesar de que no se cuenta con una caracterización específica de muestras de CO₂ desde la captura, se tomó referencia de la Tesis de Maestría de La Rosa, L (2010) la cual tiene como título “Valoración del Gas Natural Asociado destinado a la quema y venteo en las instalaciones petroleras del Distrito Norte de PDVSA, Estado Monagas, Venezuela”, entendiéndose que a pesar de no poseer datos específicos en el proceso de captura, una aproximación puede obtenerse analizando la composición del gas de venteo del principal

sector de emisiones en el país, el energético. Así, se tomará como punto de partida la composición de dicho gas para evaluar el impacto de las impurezas en el sistema de confinamiento para almacenar CO₂.

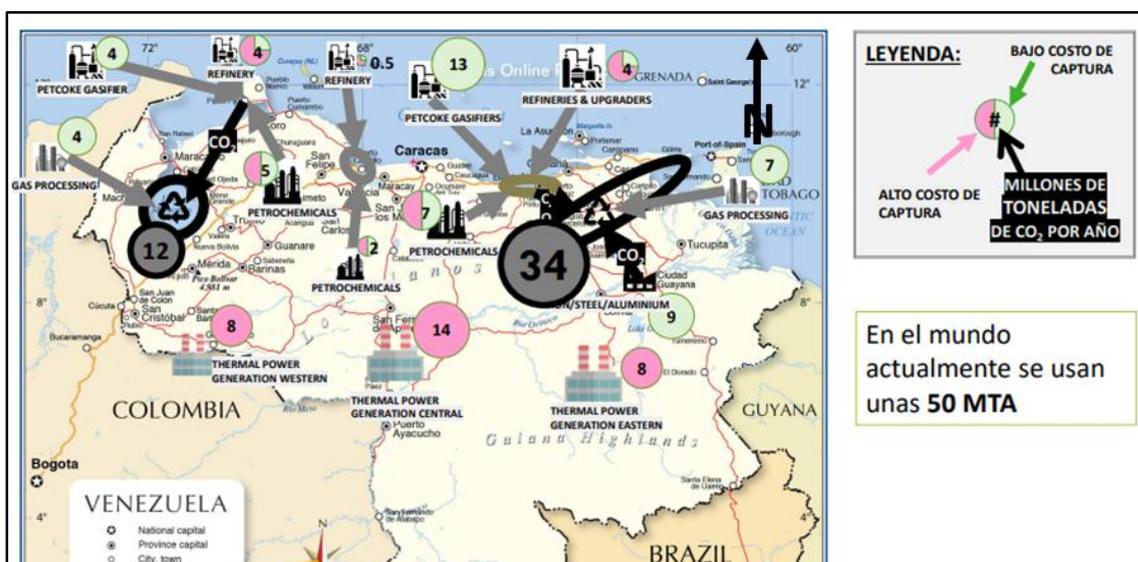


Figura 71. Áreas prospectivas para el CCUS-EOR en Venezuela. Imagen extraída de Mata, T. (2023)

A continuación, se referencia la composición del gas destinado al venteo en el estado Monagas (Tabla 10).

Tabla 10. Composición general del gas de venteo en las instalaciones petroleras del Distrito Norte de PDVSA, estado Monagas La Rosa, L. (2010)

Componentes	Composición (% molar)
Metano	70,814
Etano	10,752
Propano	6,394
I-Butano	1,325
n-Butano	2,623
C5+	3,042
Dióxido de carbono	4,927
Nitrógeno	0,123
Sulfuro de Hidrógeno (ppm)	42

Estando presente en la caracterización general del gas precaptura impurezas condensables como el H₂S e impurezas no condensables como el N₂ y a pesar de ser un parámetro limitante el no poseer instalaciones propicias para la captura, los siguientes efectos deberán tenerse a consideración:

5.2.1. Efectos físicos de las impurezas del CO₂ y sus consecuencias en

el almacenamiento

Los impactos físicos de las impurezas se refieren a las variaciones en el comportamiento de fase y la densidad del CO₂ puro (Razak *et al.*, 2023) La densidad del CO₂ se ve afectada por la presencia de impurezas no condensables como O₂, N₂ y Argón, que no pueden licuarse a temperatura ambiente. Estas impurezas no condensables, que no se comprimen en la misma medida que el CO₂ puro, también pueden provocar una pérdida de capacidad del sistema cuando se sustituye el CO₂ puro.

- Efecto sobre el comportamiento de las fases

Incluso las impurezas más leves tienen la capacidad de cambiar el comportamiento de fase de la corriente de CO₂ (Luna-Ortiz, E *et al.*, 2021). Para garantizar un suministro estable y constante del flujo de CO₂ en la tubería, el operador debe asegurarse de que el flujo se encuentre siempre en una sola fase, con el fin de reducir el consumo de energía y los costes de inversión, al tiempo que se garantiza la seguridad operativa (Li, M 2008). Cualquier cambio de comportamiento de fase en el transporte por tuberías durante la fase supercrítica puede requerir que el operador aumente la presión de suministro para evitar que se desarrolle un flujo bifásico. Esto ocurre porque las impurezas aumentan el punto de burbuja de la corriente (Luna-ortiz, E *et al.*, 2021). Si esto no se controla correctamente, puede producirse un flujo bifásico en las tuberías, lo que impedirá que el sistema funcione de forma eficiente. Esto causará problemas en el compresor, la bomba y durante el proceso de inyección (Wang, Z 2015; Zirrahi *et al.*, 2010). Además, la corriente de CO₂ que contiene impurezas puede afectar negativamente a las propiedades de la corriente en términos de presión, temperatura y composición. La permeabilidad y la flotabilidad de una pluma de CO₂ se ven afectadas por la permeabilidad y la viscosidad de las cualidades físicas de una mezcla.

Debido a sus bajas temperaturas críticas, las impurezas no condensables, especialmente H₂, N₂, O₂ y Ar, pueden aumentar el punto de burbuja y la presión de saturación líquido-vapor, al tiempo que disminuyen la temperatura crítica (Al-siyabi 2013; Peletiri *et al.*, 2017; Wang, Z 2015). Los estudios de fase de equilibrio vapor-líquido se utilizan habitualmente para comprender mejor el comportamiento de fase de sistemas binarios y mezclas multicomponentes (Luna-

Ortiz *et al.*, 2021).

- Efecto sobre la capacidad de almacenamiento

Estudios previos descubrieron que las impurezas inertes pueden afectar directamente a la capacidad de captura estructural mediante la sustitución del CO₂ y también reduciendo la densidad de la corriente (Wang,J *et al.*, 2012). Esta reducción de la densidad hace que la corriente sea menos compresible en comparación con la corriente de CO₂ puro, reduciendo así la eficiencia del almacenamiento (Wang,Z 2015). También se observa que el O₂, el Ar y el N₂ producen una mayor reducción de la densidad, en gran medida relacionada con un mayor volumen en comparación con el H₂ en la corriente supercrítica (Wang, Z 2015). Sin embargo, estos efectos dependen en gran medida de la presión y la temperatura del pozo. Un estudio de la Agencia Internacional de Energía titulado “*Greenhouse Gas R&D Programme*” descubrió que la capacidad de almacenamiento puede reducirse hasta un 40 % en un 15 % de impurezas no condensables presentes en el flujo en yacimientos poco profundos; sin embargo, en yacimientos más profundos de más de 12470 ft, la capacidad de almacenamiento se aproxima a los flujos de CO₂ puro (Wang *et al.*, 2012; Wang 2015). Debido a estas razones, es inviable almacenar flujos de CO₂ con impurezas en yacimientos poco profundos (Neele, F *et al.*, 2017).

- Efecto sobre la inyectividad

La capacidad de una formación geológica para absorber fluidos de inyección de CO₂ puede caracterizarse como inyectividad (Md Yusof *et al.*, 2021). Como ya se ha mencionado, las impurezas no condensables tienen la capacidad de reducir la densidad de la corriente, lo que a su vez provocará una disminución del flujo de masa con la misma caída de presión (Yusof *et al.*, 2022). Sin embargo, al disminuir la viscosidad, aumentará el flujo de masa, lo que finalmente afectará a la inyectividad (Wang, Z 2015). Como la densidad y la viscosidad dependen de la presión y la temperatura, es menos probable que estos efectos causen problemas en los yacimientos más profundos (Nicot, J *et al.*, 2013). Los estudios han descubierto que una cantidad sustancial de impurezas no condensables puede reducir la inyectividad en un 15 % en yacimientos poco profundos o de baja presión; sin embargo, en yacimientos más profundos con una presión superior a 2900 psi, la inyectividad es casi similar a la del flujo de CO₂ puro (Wang, Z 2015).

- Efecto sobre la flotabilidad

Como las impurezas pueden alterar la densidad y la velocidad de la corriente, aumentará indirectamente la flotabilidad de la pluma de CO₂ en el yacimiento. Un estudio anterior (A. Razak, A.A., M. Saaid, I., Md. Yusof, M.A. *et al.*, 2023) descubrió que un alto nivel de impurezas puede aumentar la flotabilidad en un 50 % en función de la presión y la temperatura. Esto, a su vez, también puede triplicar la velocidad de la corriente (Wang, Z 2015). Dependiendo de la heterogeneidad del yacimiento, el aumento de la velocidad de la pluma de CO₂ inyectado podría reducir el entrapamiento residual y aumentar la dispersión lateral de la pluma en la roca sello (Nicot, J *et al.*, 2013).

5.2.2. Efectos químicos de las impurezas del CO₂

El componente más significativo que produce un mayor efecto químico son las impurezas condensables (SO_x, NO_x y H₂S). A diferencia de los efectos físicos de las impurezas, las reacciones químicas de las impurezas tardan cierto tiempo en producirse y requieren un seguimiento a largo plazo.

- Efecto sobre la inyectividad, la roca sello y la capacidad del yacimiento

La presencia de SO_x con agua puede producir ácido sulfúrico, que es un ácido de gran nivel. Esto puede reducir el pH y causar la precipitación mineral de sulfato y la disolución de los carbonatos en una roca yacimiento rica en aluminosilicatos en el yacimiento (Wang *et al.*, 2011; Wang, Z 2015). Esto suele ocurrir una vez finalizado el proceso de inyección, la corriente con impurezas migrará hacia la roca sello y se producirá una reacción que dará lugar a la disolución mineral, como se muestra en la Figura. 72. Un estudio previo mostró que con la presencia de sólo el 1,5 % de SO_x en la corriente, puede aumentar la tasa de disolución hasta en un 50 % (Wang, Z 2015). Esta disolución de la roca sello puede afectar negativamente la integridad de la roca sello y aumentar la posibilidad de que ocurra una fuga. La rápida disolución y precipitación de minerales puede alterar las características iniciales de la roca del yacimiento, lo que puede bloquear algunos poros y disminuir la porosidad, lo que a su vez puede afectar a la capacidad del yacimiento y a la inyectividad (Bacon *et al.* 2009; Labus y Suchodolska 2017; Wang 2015). El problema puede empeorar cuando hay presencia de H₂S, lo que suele ocurrir cuando se inyectan fuentes de pre y post

combustión en el mismo yacimiento. La deposición de compuestos de azufre podría causar una obstrucción sustancial de los poros de la formación. Aparte de eso, el O_2 también puede desempeñar un papel en la disolución de las rocas al reaccionar con la pirita formando sulfato de hierro que puede causar bolsas ácidas, sin embargo, para que esto suceda se necesita que una gran cantidad de O_2 esté presente en la corriente (Wang, Z 2015). Además, las impurezas pueden alterar la humectabilidad de la roca, lo que hace que ésta requiera diversas capacidades de sellado para retener el CO_2 con impurezas (Li, M *et al.*, 2008).

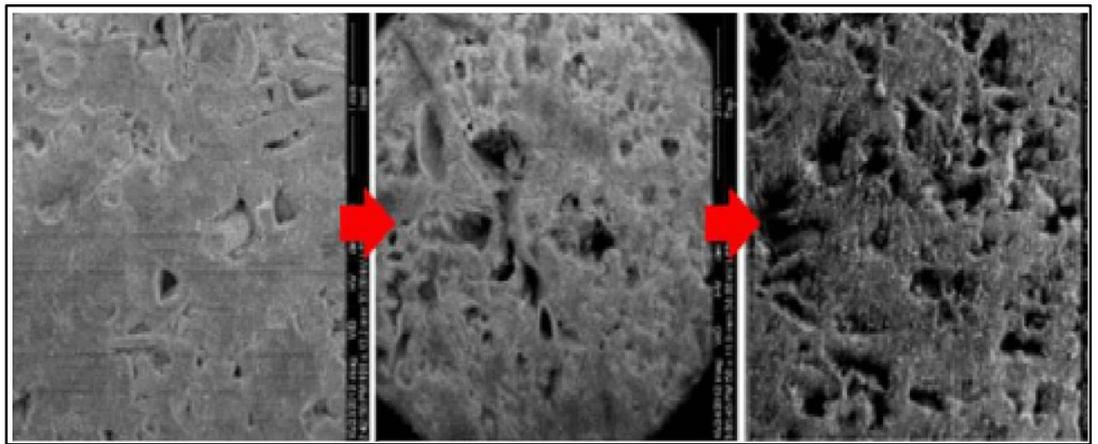


Figura 72. Ejemplo de disolución de minerales en la roca del yacimiento a lo largo del tiempo, tras la inyección de CO_2 para su almacenamiento (Razak *et al.*, 2023)

- Efecto sobre los materiales de superficie

El retorno de agua ácida que contiene impurezas puede dañar los materiales del pozo tanto durante como después de la inyección de CO_2 por corrosión (Wang, Z *et al.*, 2019). Impurezas como SO_x y H_2S pueden encontrarse en los flujos de inyección de CO_2 y pueden exacerbar la corrosión y este es un problema clave en el sistema CCUS (SNC-Lavalin *Inc* 2004). Es probable que esto ocurra una vez finalizada la inyección, ya que la estimación termoquímica muestra que las impurezas ácidas son más significativas para el cemento que para las rocas. Esto se debe a que las propiedades químicas del SO_x son casi idénticas a las del CO_2 (Scholes *et al.*, 2009). Esto puede causar un gran problema si se pierde la capa protectora del cemento, ya que puede afectar al revestimiento de acero y provocar corrosión. Por lo tanto, para evitarlo, el proyecto debe invertir más en mejorar la calidad de la tubería de revestimiento y del cemento (Wang, Z 2015). Además, la presencia de O_2 también puede aumentar la velocidad de corrosión del acero al carbono en la fase de CO_2 saturada de agua (Choi *et al.*, 2010).

5.3. Evaluación Geológica del Área

5.3.1. Criterios Geodinámicos

Los orógenos activos y las zonas cratónicas no se consideran zonas idóneas para un posible almacenamiento de CO₂, debido a que no poseen las rocas con las características adecuadas para ello, bien porque el tipo de roca es cristalina y normalmente muy fracturada, o bien porque la intensa fracturación persistente implica la ausencia de formaciones que actúen como sellos continuos (Bachu, S 2000). Las cuencas sedimentarias, por el contrario, poseen, por regla general, el tipo de roca porosa y permeable necesaria para albergar el CO₂.

La selección de las cuencas sedimentarias para el almacenamiento de CO₂ depende en parte de su localización en la placa continental. Las cuencas formadas en el centro o cerca del borde de placas continentales estables son excelentes objetivos para considerar como lugares de almacenamiento de CO₂, porque poseen la estabilidad y estructura necesarias para ello (Benson y Cook, 2005). Igualmente las cuencas que se encuentran dentro de cinturones montañosos formados por colisión de placas, constituyen buenos objetivos y han de ser consideradas en el proceso de selección; por el contrario, las cuencas sedimentarias situadas en áreas tectónicamente activas son menos recomendables para el almacenamiento de CO₂ y éstas deben ser, en todo caso, cuidadosamente estudiadas, debido al potencial riesgo de escape de CO₂.

Al contrario, en aquellas cuencas sedimentarias situadas en los bordes de placas activas, donde existe subducción o entre cadenas de plegamiento activas; normalmente están sujetas a alta actividad tectónica, con sedimentos sinorogénicos, plegados y fallados y presencia de procesos volcánicos y sísmicos, por lo que no proporcionan un lugar idóneo para el almacenamiento de CO₂.

En particular para el área de estudio, de acuerdo a los modelos estructurales y estratigráficos en Zapatos Mata R que están siendo elaborados en el proyecto de estudios integrados de INTEVEP, se interpreta que existen tres pulsos tectónicos que han afectado la cuenca en su historia.

- El primero fue el de la formación de la Cuenca Oriental (Oligoceno-Mioceno Temprano (?)) identificado por la discordancia subaérea

denominada TOP_MERECURE (SB) entre la Formación Oficina y la Formación Merecure identificado por Linares, C (2024).

- El segundo potencialmente, identificado por el cambio abrupto de nivel batimétrico de nerítico a batial que indica una profundización de la Cuenca a través de un pulso tectónico entre la Fm. Oficina y Fm. Freites. De acuerdo a las interpretaciones de Soto, G (2023), la tendencia presente concuerda con el evento transgresivo más importante que ocurrió durante el Serravaliense, hacia la base de la Formación Freites y límite superior de la Formación Oficina. Por ello el mismo autor, identifica estos eventos por la presencia de UEA *Echidiporites barbeitoensis* (Mioceno Temprano-Mioceno Medio) en Formación Freites que ocurrió entre Mioceno medio a Tardío (Figura 73) lo cual permiten extender la franja de ambientes batiales del mapa paleobatimétrico al proponer extender el MFS_13,6 Ma de Santiago *et al.*, (2015)
- El último, identificado potencialmente por Baritto I. y Ojeda M. (2024) donde señalan que la zona puede haber sufrido una inversión tectónica debida al desplazamiento de un eventual *forebulge* desde el norte hacia el sur que afectó los depósitos miocenos y pliocenos. Aunque las cuencas que están cercanas a orógenos se considera un factor adverso para el CCS, en el caso particular del área de estudio como lo expone (*Passalacqua et al.*, 1995) la actividad tectónica entre la placa del Caribe y suramericana, ahora activa solamente en el este de Trinidad en la actualidad, se considera favorable.

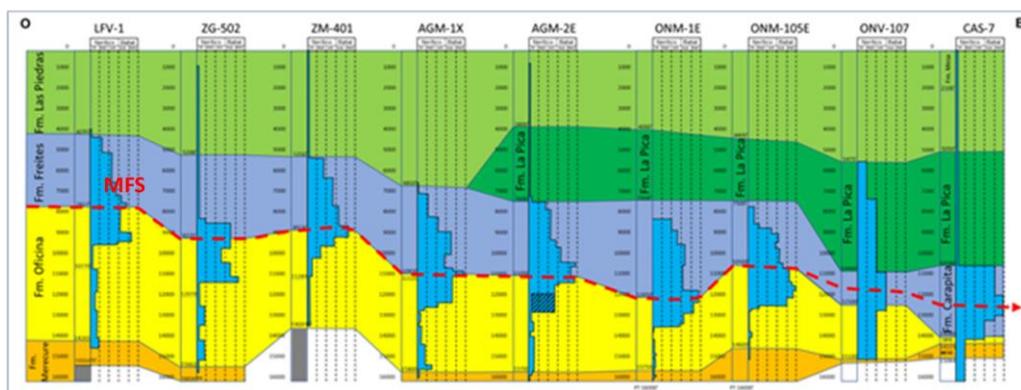
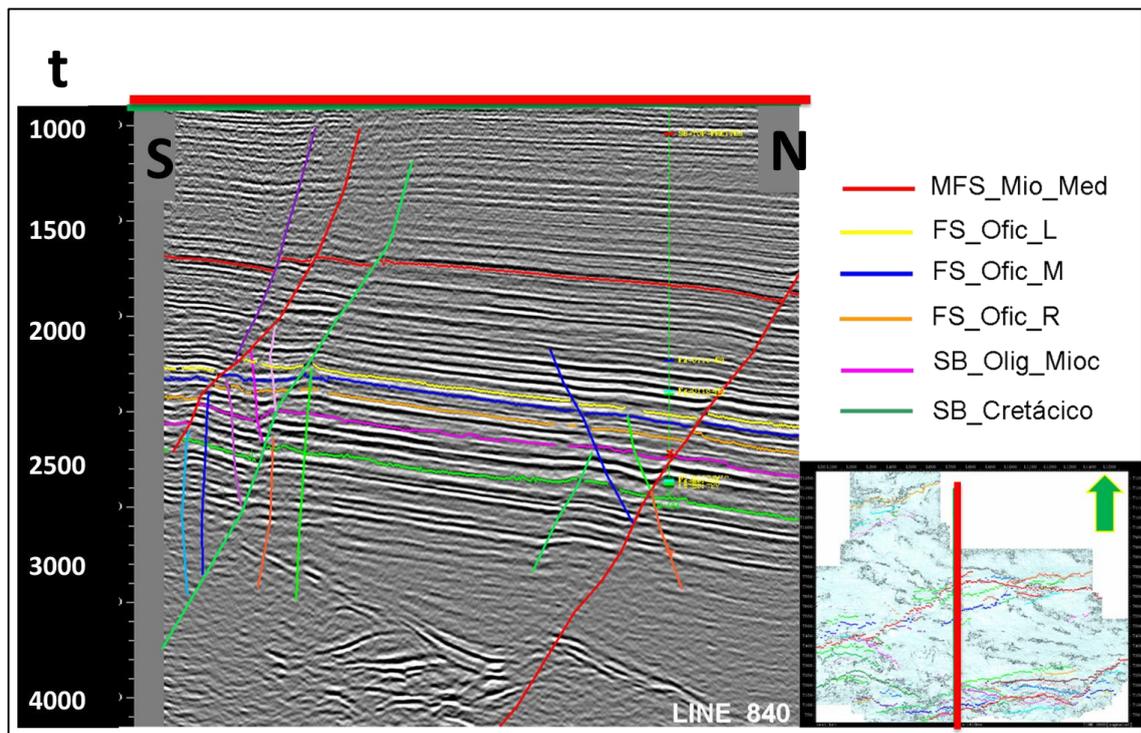


Figura 73. Modificado de Santiago *et al.*, (2015, pág. 265) tomada de Soto, G(2023) Véase el MFS que plantea Soto en su estudio entre la Formación Oficina y Merecure.

5.3.2. Zonas con presencia de fallas y fracturas

Se debe prestar particular atención a las zonas de interés prospectivo que estén cerca de las 3 fallas principales identificadas por Baritto, I. y Ojeda, M. (2024), que presentan una orientación E-O y N50E a N70E, separadas por zonas menos deformadas entre 5 a 6 Km de ancho aproximadamente y presentan saltos de fallas de mayor magnitud que disminuyen hacia los niveles estratigráficos superiores (Figura 74). Por tal sentido, se evitó la selección de potenciales yacimientos candidatos al CCS en la zona sur del campo debido a que se muestra intensamente fallada, presentando fallas secundarias que se conectan a las fallas principales como conjugadas o de reajuste delimitando pequeños bloques tectónicos en la zona sur.



5.4. Caracterización Petrofísica

5.4.1. Clasificación de datos para el Modelo petrofísico

Partiendo de una clasificación inicial suministrada (Figura 75), se construyó un nuevo inventario petrofísico en Excel, obteniendo una tabla control que permitió cuantificar los registros presentes en el cuadrante de Zapatos.

ESTADÍSTICAS DE CLASIFICACIÓN DE POZOS			
NO CONTROL	CONTROL	CLAVE	CLAVE*
51	277	42	19
48	262	44	17

Figura 75. Clasificación inicial del todo el cuadrante Zapatos-Mata R, tomado de la base de datos del modelo petrofísico de Zapatos Mata R, INTEVEP (2024). Véase como los pozos no control son aquellos que le faltan registros; control aquellos que tienen al menos un registro para hacer el modelo petrofísico; clave aquellos pozos que cuentan con el set de registros comunes completo y clave* aquellos pozos que cumplen con la premisa anterior y poseen núcleo.

Para el Campo Zapatos, al implementar la metodología especificada (Fase III) se determinó que se cuenta con un inventario de 116 pozos, con disponibilidad de registros mostrada en la Tabla 11.

Tabla 11. Total, de los registros presentes en el Campo Zapatos

Registro	Cantidad
BS	56
Core	104
RES	114
SP	103
GR	100
CGR	5
RHOB	47
NPHI	101
DT	17
PEF	4
SI	2
Pozos totales	116

Con este nuevo inventario, la validación y la certificación de la data, se determinó que los registros Gamma Ray y Neutrón presentes contaban con unidades antiguas desconocidas, o la transformación de unidades no fue exitosa. En este sentido, se descartaron ya que no podían ser utilizados para calcular modelos de volumen de arcilla y porosidad.

Así mismo, como se puede observar en la Figura 76, en la distribución areal del campo la mayoría de los pozos en el Campo Zapatos son de diversas décadas, lo que se traduce en base de datos con significativa diversidad en la calidad y tipo de registros, por lo que se tuvo que implementar la metodología desarrollada en la fase 4.7.4 para la obtención de resultados, pudiendo obtener una nueva clasificación para el campo, según el tipo de modelo de porosidad.

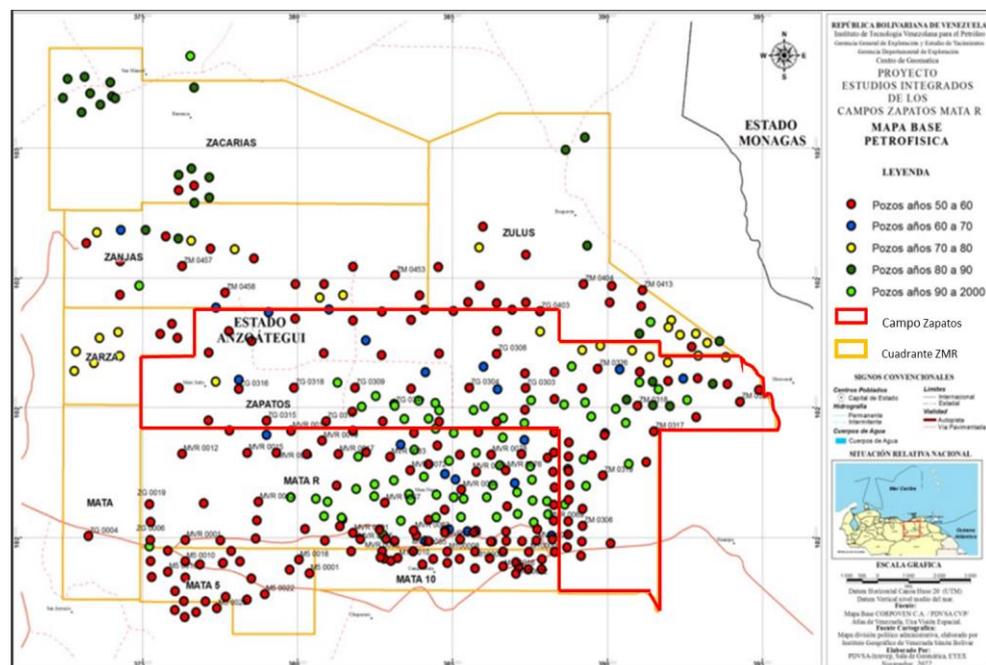


Figura 76. Clasificación de los pozos del área de estudio, de acuerdo con los años de perforación de los pozos. Véase que en el campo Zapatos predominan los pozos de los años 50 a 60 (rojo) ,60 a 70 (azul), 90 a 2000 (verde claro); en menor proporción los 70 a 80 (amarillo) y 80 a 90 (verde oscuro). Modificado de Marín, Z. *et al.*, (2024)

En el mismo orden de ideas, según datos obtenidos de la Gerencia de Yacimientos y Exploración de INTEVEP, dos niveles potenciales fueron identificados según el criterio de disponibilidad de núcleos (ver Figura 77):

- Nivel L, con 6 núcleos disponibles, 6 de ellos en el Campo Zapatos.
- Nivel R, con 15 núcleos disponibles, 9 de ellos en el Campo Zapatos.

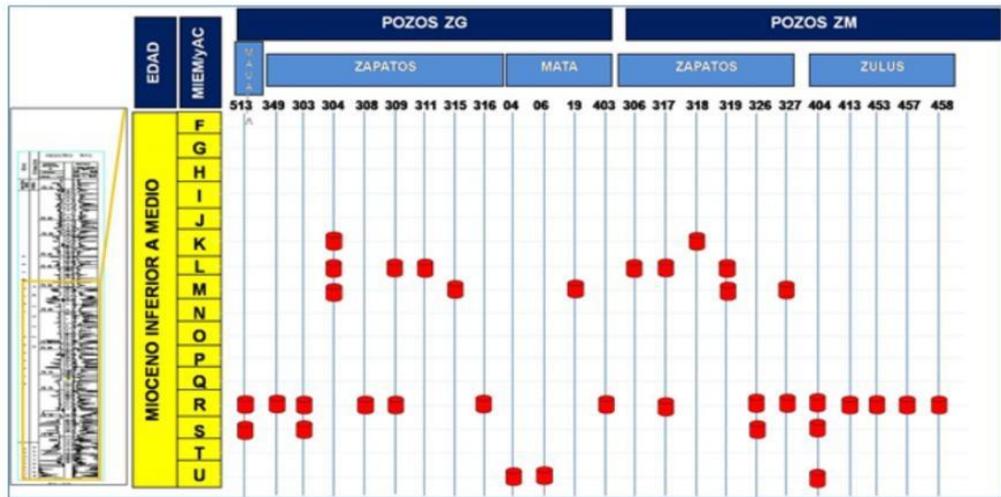


Figura 77. Disponibilidad de núcleos por nivel estratigráfico. Tomado y modificado del informe INT-MDS (Ortega *et al.*, 2024)

La relevancia otorgada de la información adquirida a través de núcleos surge de la importancia de los mismos para la caracterización precisa del reservorio, el análisis de reacciones roca-fluido y su potencial de calibración para modelos petrofísicos a través de la validación de los datos.

En este estudio particular, fueron necesarios los datos de núcleos para calibrar el modelo de porosidad en el 69 % de los pozos sin perfiles convencionales, y para la estimación de permeabilidad en un total de 116 pozos en el área de estudio.

Según lo descrito anteriormente, se consideró de gran relevancia y con ventaja comparativa el Nivel R para este estudio.

5.4.2. Cálculo de Modelos Petrofísicos

5.4.2.1. Modelo de Arcillosidad

Para determinar el Índice de Arcillosidad (Ish) fue indispensable importar los valores de difracción de rayos X (DRX), para calibrar el modelo a implementar, siendo el más óptimo para calcular el volumen de arcilla en el campo Zapatos el método de Larionov 2 (Figura 78), el cual considera para rocas de tipo terciarias, estableciendo así este método para calcular el Vsh por gamma ray (GR) en el Campo Zapatos.

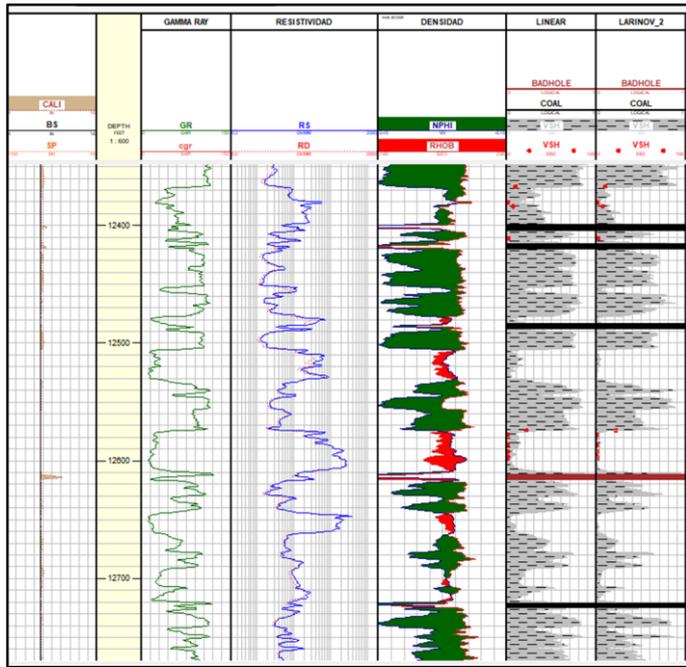


Figura 78. Pozo A-0349 véase como los puntos rojos corresponden al Volumen de arcilla (Vsh), los cuales se adaptan mejor al modelo de Larionov 2. Extraído de Marín *et al.*, (2024)

Posteriormente para aquellos pozos sin registros GR, se procedió a calcular un Vsh híbrido implementando registros como SP, RES o combinados, al ser los más abundantes (Figura 79).

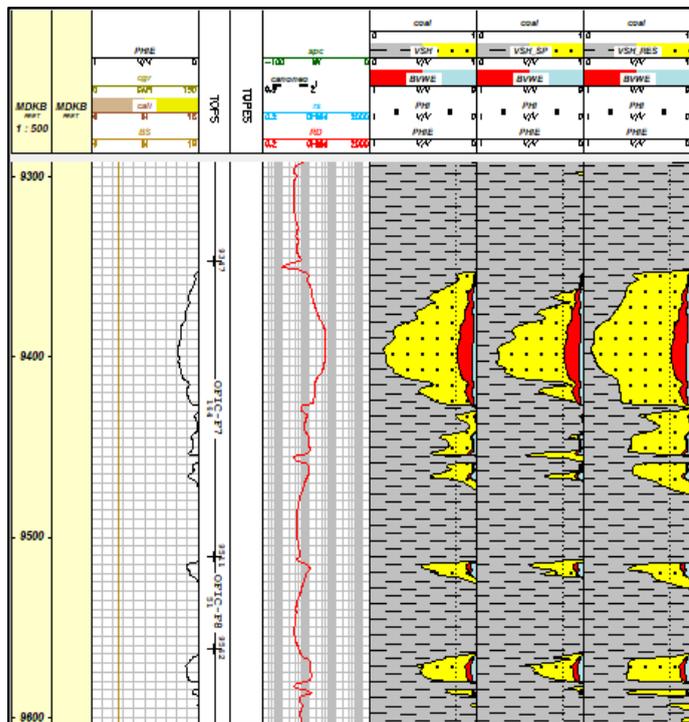


Figura 79. Cálculo del volumen de arcilla en el pozo A-0004, véase de derecha a izquierda calculado con resistividad, SP y finalizando con el volumen de arcilla híbrido con método

average al lado izquierdo que es el que mejor representa.

5.4.2.2. Modelo de porosidad no convencional (regresiones simples)

Conforme a lo descrito en la fase 4.7.4.2 sobre metodología no convencional, se estimó la porosidad en pozos sin registros sínicos o de densidad, empleando los datos de núcleo en los pozos disponibles. Se procedió a corregir los valores de porosidad del núcleo mediante el siguiente procedimiento:

Correlación porosidad de yacimiento y porosidad de sobrecarga

Se hizo un *crossplot* entre porosidad de yacimiento y porosidad de sobrecarga. A través de una regresión lineal, se correlacionó la fórmula y se validó en un 95 % con el pozo A por disponibilidad de datos de presiones en el núcleo (el único que tenía registrado ambos valores). Esto significa que los datos de presión de sobrecarga con los de presión de yacimiento tienen un error de 5 % del total de la porosidad. Ese valor se multiplica en cada porosidad de sobrecarga de los núcleos, y se obtienen valores corregidos, lo cuales se guardarán en el set A_C_H, con la herramienta de *Geolog® Evaluate* (Figura 80).

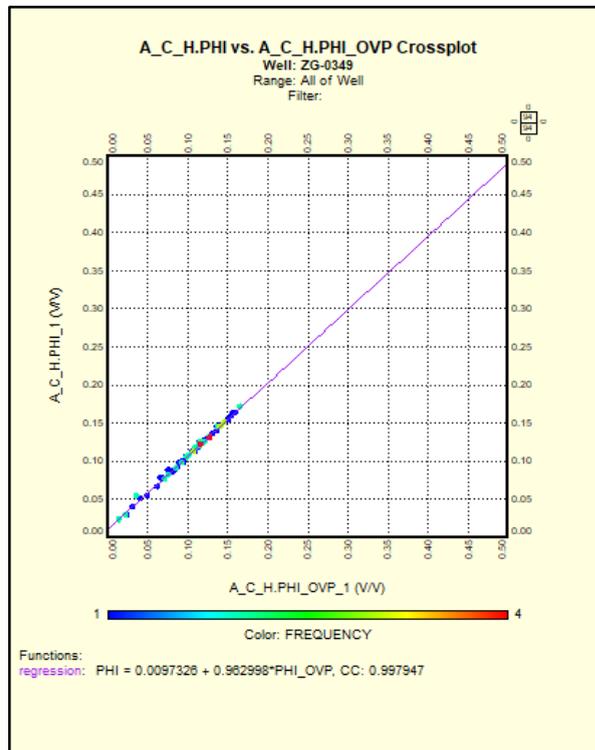


Figura 80. Correlación porosidad a condiciones estándar de laboratorio y a sobrecarga

Relación núcleo/volumen de arcilla

Los valores de porosidad calculados y los registros de porosidad para ser validados, se deben calibrar con los datos obtenidos de los núcleos que estén disponibles. De acuerdo con la relación que existe entre la porosidad calculada con un registro y un núcleo, la validación siempre podrá realizarse si coincide con la porosidad del núcleo (secado en horno y corregida para la tensión neta de sobrecarga).

En yacimientos convencionales de tipo siliciclásticos, se puede establecer una correlación lineal entre el volumen de arcilla y la porosidad bajo el siguiente supuesto: a mayor volumen de arcilla la porosidad efectiva decrece y viceversa en areniscas (Figura 81).

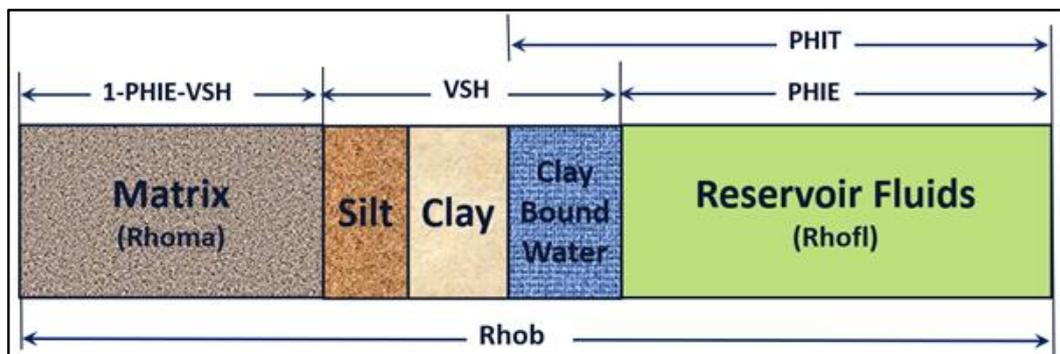


Figura 81. A mayor porcentaje de Vsh, menor será la porosidad efectiva, véase la relación lineal que existe entre la arcillosidad de la matriz y como estos se relacionan con las propiedades de los fluidos contenidos dentro del yacimiento de interés, por tal medida es indispensable comparar núcleos para generar modelos con mayor fidelidad las heterogeneidades de la roca yacimiento. Imagen extraída de (Cuddy S, 2022)

El pozo piloto para el cálculo de porosidad mediante correlación fue el pozo A-0349, el cual fue evaluado en el software Geolog® con metodología convencional y posee núcleo. Para validar la metodología no convencional, generó una relación entre y la porosidad efectiva y el Vsh generando así su relación, evidenciada por el factor de Pearson (CC), definido como un coeficiente de correlación que mide la correlación lineal entre dos conjuntos de datos relacionados, y se obtuvo mediante un crossplot VSH vs PHIE con un CC de 78% (Figura 82).

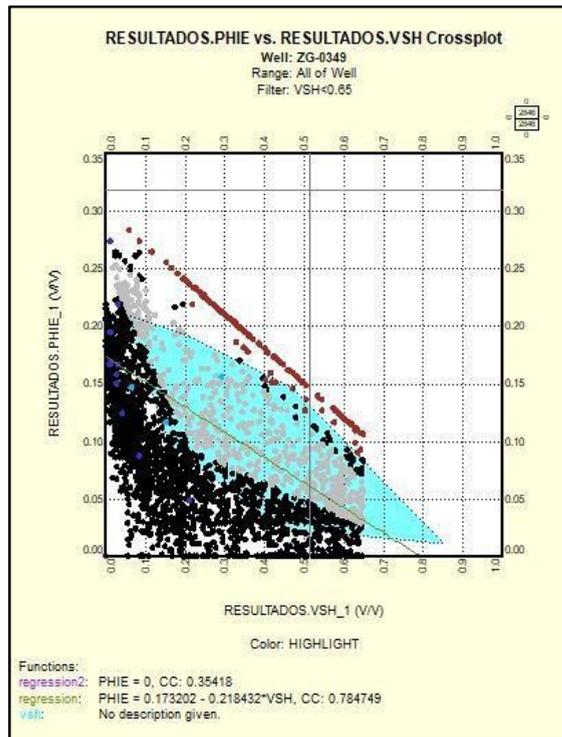


Figura 82. Correlación de la porosidad y Vsh en el pozo pozo A-0349

Posteriormente en el pozo Piloto A-0349, se correlacionó la porosidad calculada por ambos métodos, es decir, por la metodología convencional, y no convencional y se obtuvo un CC: 78 % por lo cual se validó y procedió a usarse (Figura 83).

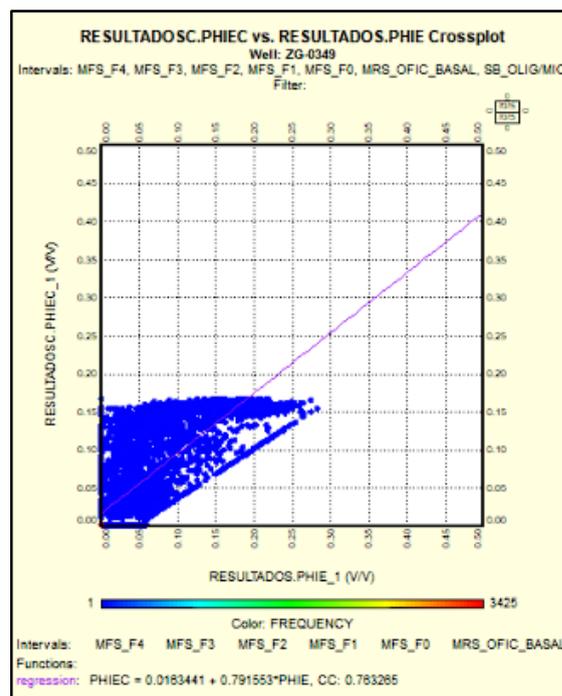


Figura 83. Correlación entre porosidad efectiva convencional y no convencional

Propagación del método en pozos con más datos de núcleos

Este procedimiento se repitió en cada uno de los pozos con información pertinente para hacer el análisis (núcleos) y se validó la correlación entre los resultados del cálculo mediante la fórmula producto de la regresión, y el valor de porosidad reportado en los núcleos. Se validó para todos aquellos resultados cuyo CC fuera igual o mayor a 75 % (Figura 84).

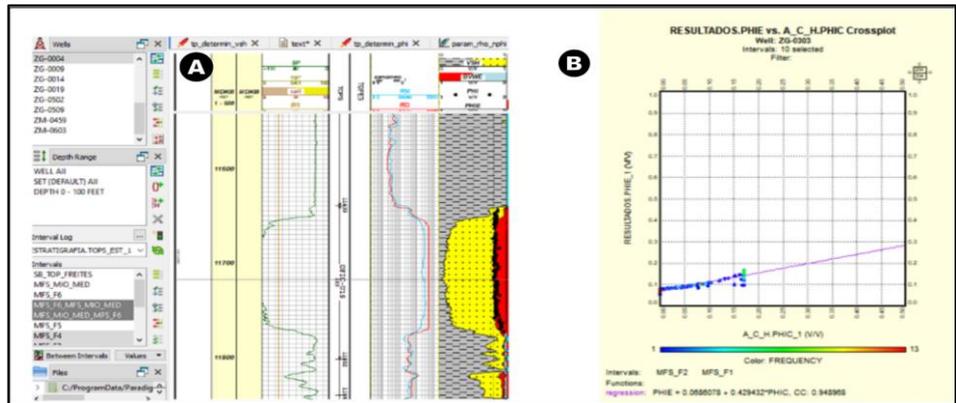


Figura 84. (A) Validación del cálculo de porosidad no convencional en pozos con núcleos en registro de pozos, (B) véase como en el pozo con núcleo B-303 el CC implementando la fórmula fue de 94 %.

La Figura 85 ilustra la comparación en el pozo piloto donde se compara al lado izquierdo la porosidad convencional versus al lado derecho el registro PHIEC calculado con la metodología no convencional (regresiones).

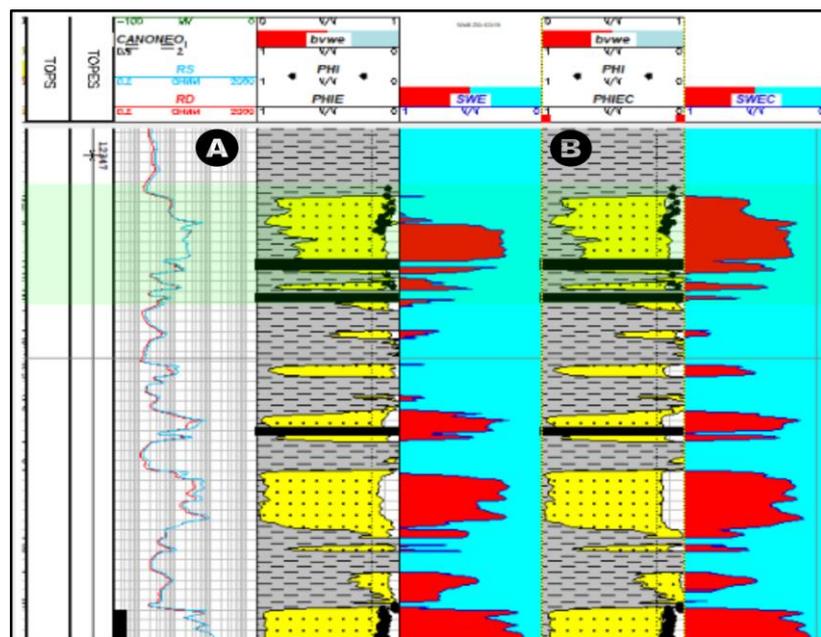


Figura 85. Comparación de resultados de porosidad convencional y no convencional.

Finalmente, para el Campo Zapatos se procedió calcular la porosidad efectiva con la ecuación resultante (22), la cual fue obtenida a través de regresiones simple con el pozo piloto B-349 fue la siguiente:

$$\phi_e = 0.173202 - 0.218432 \cdot (Vsh) \quad [22]$$

Donde

- Vsh: Volumen de arcilla
- ϕ_e : Porosidad efectiva “sintética” calculada a partir del Vsh

Cálculo de porosidad total

Siguiendo la metodología, la porosidad total se obtuvo empleando la fórmula descrita (Ecuación 18) para cada pozo particular.

5.4.2.3. Modelo de porosidad no convencional (redes neuronales)

Los pozos con un CC <75 % fueron descartados para regresiones lineales, y se implementó una red neuronal, utilizando registros de Potencial Espontáneo Corregido (SPC) y Resistividad Profunda (RD) como parámetros de entrada. Esta aplicación de redes neuronales se centró en modelar la porosidad efectiva mediante un algoritmo perceptrón multicapa en el módulo *Faceimage* de *Geolog*.

Para implementar esta metodología, se construyó una red neuronal (Figura 86) aplicando a antiguos registros donde los parámetros de entrada o model logs de la red fueron SPC (potencial espontáneo corregido) y RD (Resistividad profunda), debido a su mayor abundancia y continuidad en la mayoría de los pozos, especialmente en aquellos que no poseen núcleo y los que poseen un factor de correlación CC < 50% implementando la metodología convencional.

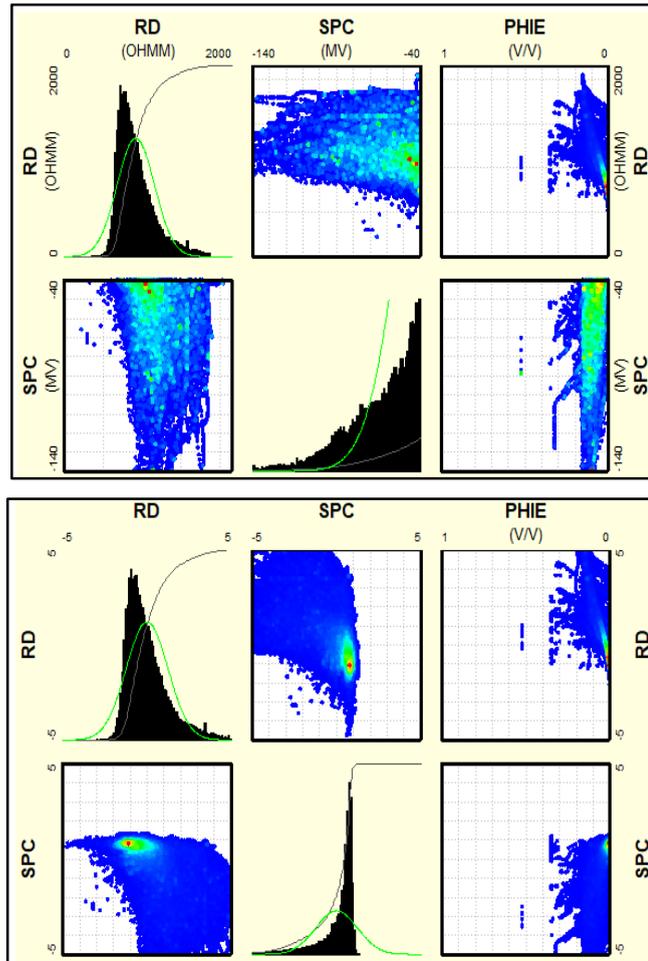


Figura 86. Módulo de red neuronal, etapa de normalización arribade la imagen, véase en abajo como los datos de entrenamiento se estandariza al implementar un rango completo de los datos en el entrenamiento.

Se inició con una muestra inicial de entrenamiento de 18210 ejemplares, donde se introdujeron los pozos que cumplían con los parámetros descritos, posteriormente en el proceso de normalización de los datos, se aplicó una métrica de tipo euclidiana y estandarización de tipo euclidiano con un método de normalización de *data range* en rangos, al ser la porosidad parámetro que es expresado en V/V (Figura 87).

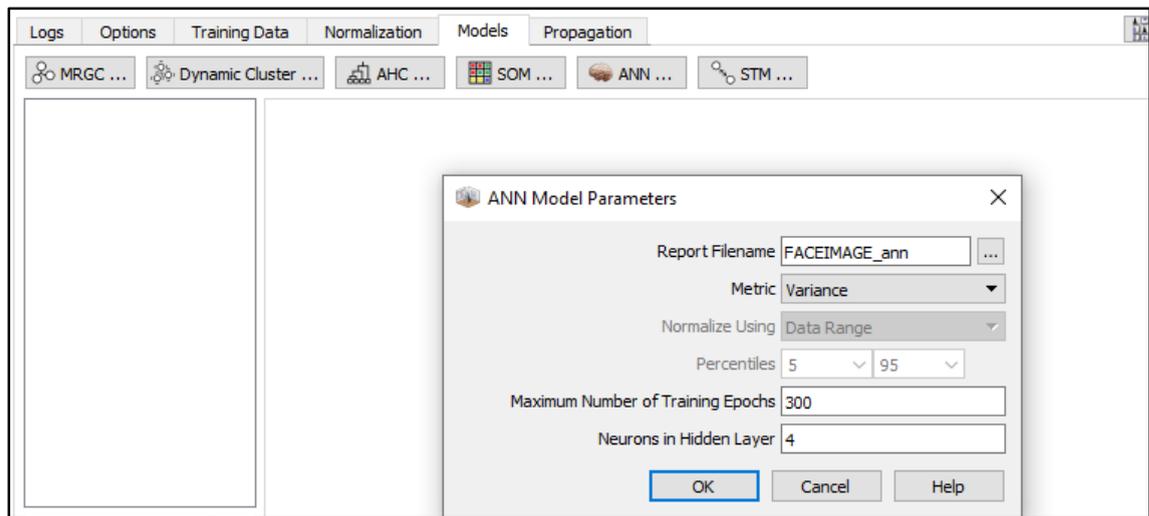


Figura 87. Modelo de introducción de parámetros para realizar el modelo de RRNN en *Geolog*

En la construcción modelo de la red neuronal, así como se indica en la Figura 85, se estableció que se iban a emplear las redes neuronales como el modelo más acertado para predecir la porosidad, y la arquitectura de la red consistió en unas 4 capas de neuronas ocultas, que se entrenaron 300 veces.

Finalmente, se implementó la propagación hacia atrás, donde se extrapola la porosidad calculada a pozos que no fueron tomados en consideración en el entrenamiento con el fin de corroborar con la porosidad el coeficiente de correlación, lo cual permitió ajustar el entrenamiento hasta que fuese el más representativo. Así, se creó un set denominado PHIE_PRED pudiendo calcular la porosidad en el campo, incorporando el 25,43 % de los pozos que inicialmente fueron descartados.

La relevancia de esta metodología radica en que la red es un instrumento que siempre se puede estar actualizando con nuevos datos de entrada, lo cual permitirá mayor eficiencia en la predicción (Figura 88).

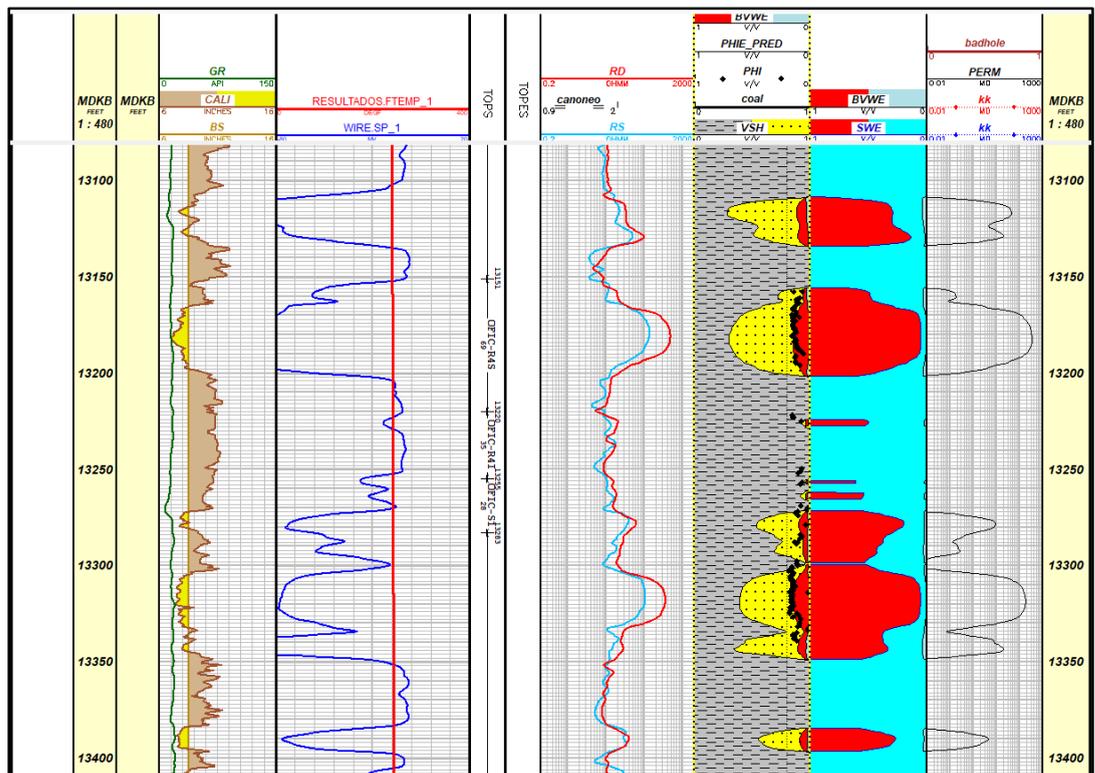


Figura 88. Pozo A-326 porosidad realizada por la red neuronal, denominada PHIE_PRED. Se puede apreciar que, aunque sea un pozo con núcleo, la porosidad calculada por el módulo de *Faceimage* se ajusta perfectamente a los resultados del núcleo de la roca.

Finalmente, en la Tabla 12 se puede observar la distribución de metodologías implementadas por pozo para el cálculo del modelo de porosidad en términos porcentuales.

Tabla 12. Distribución de metodologías para el cálculo de porosidad en el campo Zapatos

Convencional		35	30,70 %	30,70 %
No convencional	Redes neuronales	29	25,43 %	69,29 %
	Regresión	50	43,85 %	

La Figura 89 muestra la distribución areal de la metodología convencional y no convencional en el Campo Zapatos. Y en ella se puede observar que no existe una

“tendencia preferencial” de un método en particular debido a que la distribución responde principalmente a los registros presentes en cada pozo y su campaña de perforación asociada

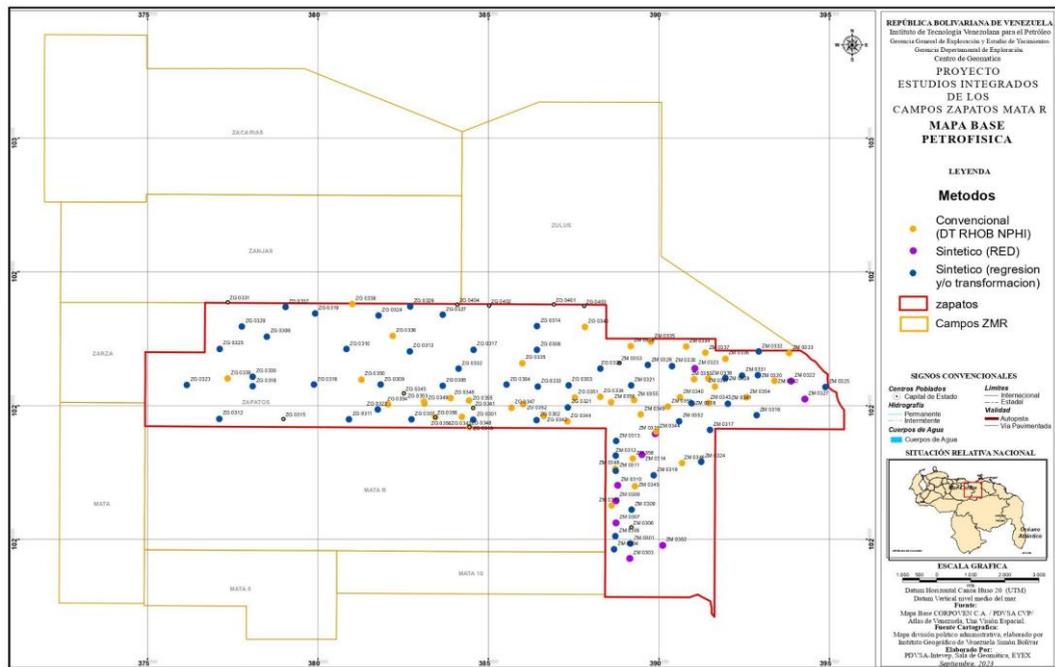


Figura 89. Distribución areal de los métodos empleados para determinar las porosidades en el campo Zapatos. Véase en color azul el convencional, morado representado por red neuronal y amarillo regresiones.

5.4.2.4. Modelo de permeabilidad

Finalmente, para el Campo Zapatos se procedió a calcular la permeabilidad con la Ecuación (20), la cual fue obtenida a través de la metodología de regresiones múltiples (Figura 90).

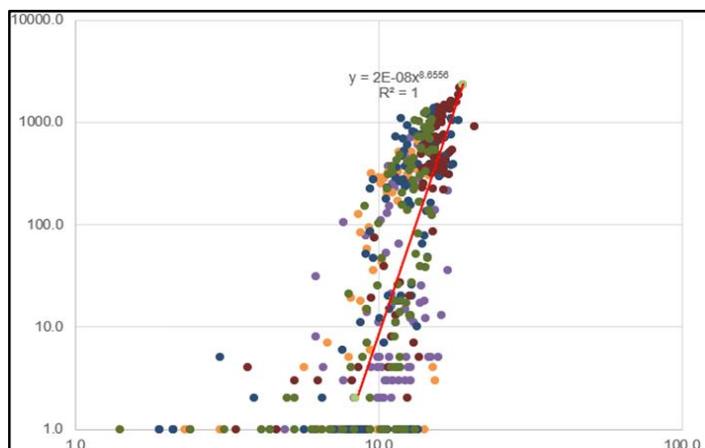


Figura 90. Regresión lineal múltiple para generación de la fórmula de permeabilidad para el Campo

Zapatos

La metodología de las regresiones múltiples fue la que se implementó en todo el campo ya que obtuvo un factor de correlación de Pearson de 86 %, como se puede observar en las Figuras 91 y 92.

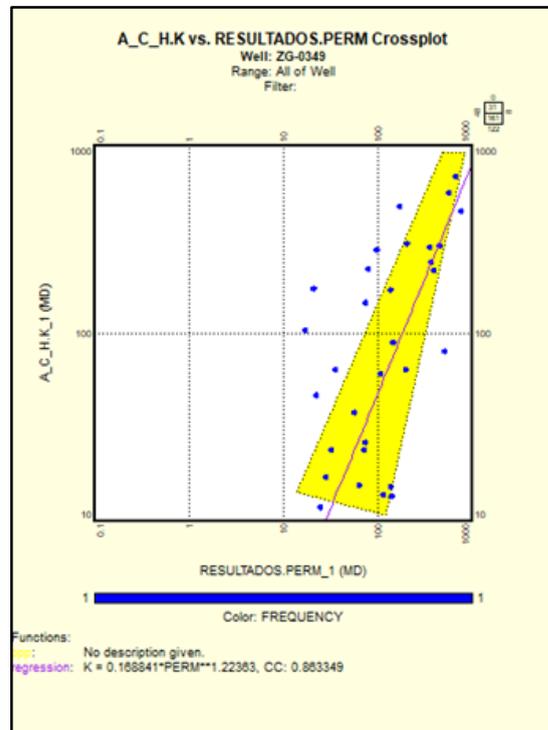


Figura 91. Correlación de permeabilidad del núcleo del set A_C_H (eje de las ordenadas) y la generada (eje de las abscisas)

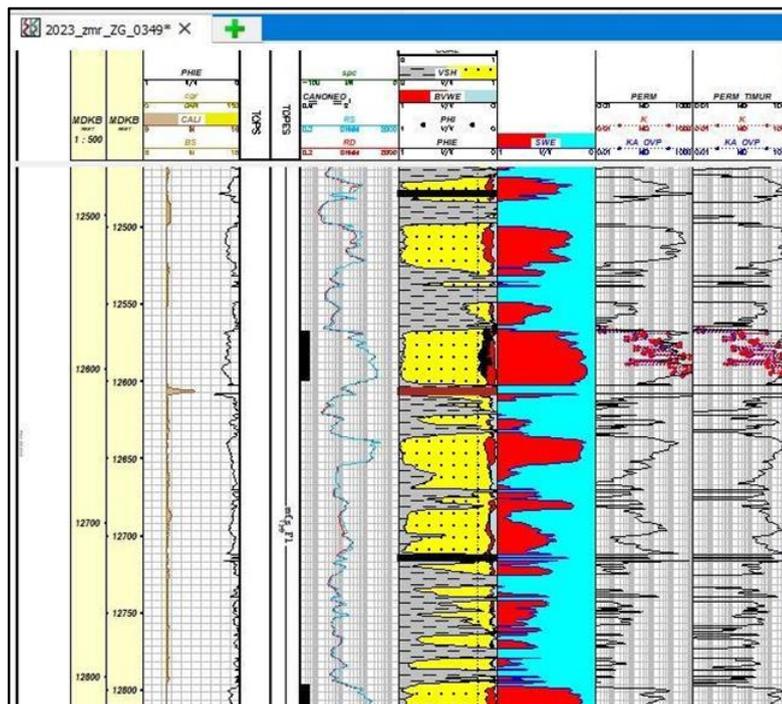


Figura 92. Comparación entre las permeabilidades obtenidas con metodología Timur a la derecha y método de regresiones múltiples a la izquierda.

5.4.3. Sumario de Propiedades Petrofísicas

5.4.3.1. Parámetros de corte

Una vez definidos los niveles de interés, se tomaron como referencia los parámetros de corte del campo Aguasay:

Tabla 13. Parámetros de Corte del Campo Aguasay

Propiedad	Corte
Vsh	35 %
PHIE	6 %
Swe	50 %

En este sentido, para aquellos yacimientos que cumplan con los parámetros establecidos, se generó un archivo de arena total (AT), arena neta (AN) y arena neta petrolífera (ANP).

Para efectos de este trabajo de investigación, al estar trabajando en yacimientos de petróleo y gas agotados se utilizará el espesor más conservador que corresponde al ANP.

Como se puede observar en la Figura 93, al realizar el sumario petrofísico fue imperante la integración con datos de yacimiento a fin de validar si los intervalos de ANP (*pay zone*), que fueron cañoneados contenían los fluidos de interés interpretados y así ajustar consecuentemente el Vsh, PHIE, Swe y PERM.

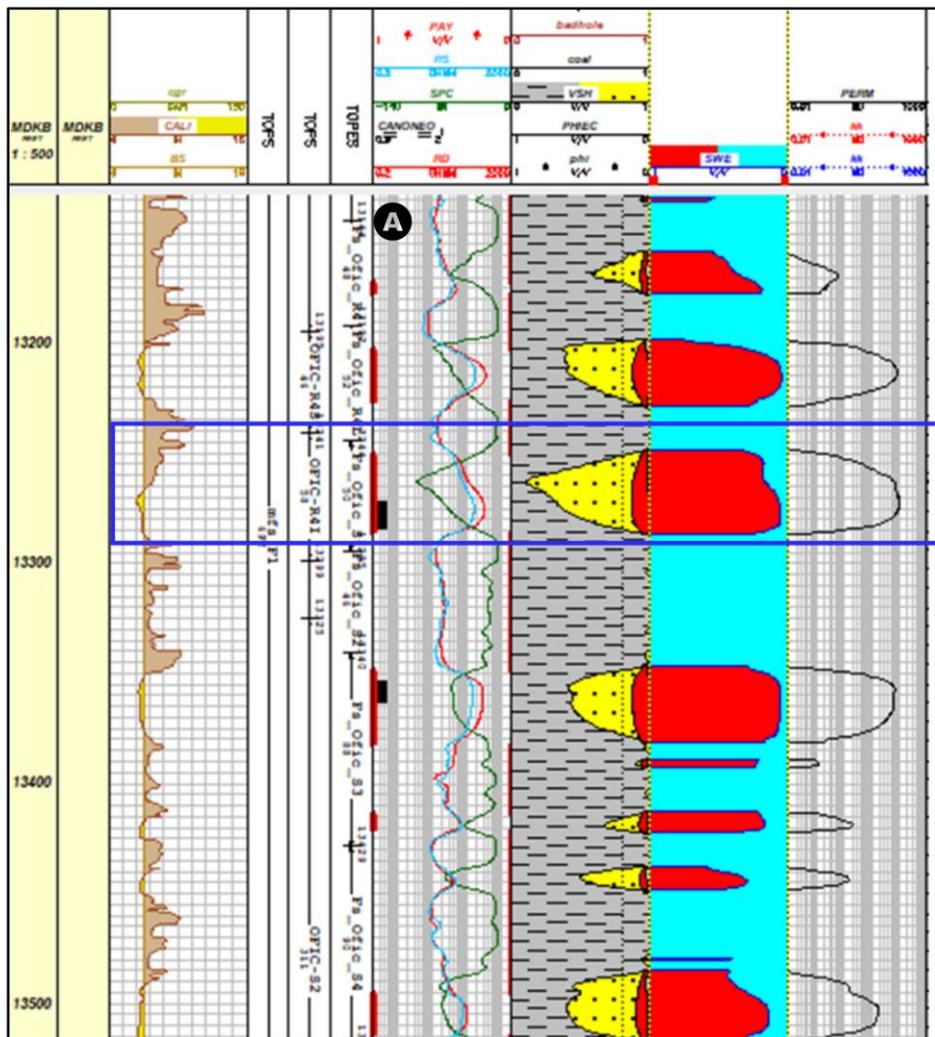


Figura 93. Intervalos de ANP en el pozo A-323. Véase como el intervalo cañoneado suministrado por yacimiento (color negro) coincide con el Pay zone interpretado (color rojo)

La Tabla 14 resume los sumarios petrofísicos de arena neta petrolífera para los pozos de interés dentro del cuadrante de Zapatos Mata R

POZO	INTERVALO	BASE (ft)	TOPE (ft)	GROSS (ft)	NET (ft)	VSH (%)	PHIE (%)	SWE (%)
A-0323	R4I	13241	13299	58.00	16.0	22.6	12.6	12.2
A-0330	R4I	13430	13460	30.00	0.0	0	0	0
A-0335	R4I	13420	13475	55.00	0.0	0	0	0

A-0336	R4I	13402	13461	58.97	24.5	0	0	0
A-0337	R4I	13392	13465	73.00	11.0	-	10.2	34.1
A-0339	R4I	13155	13200	45.00	0.0	0	0	0
A-0340	R4I	12998	13020	22.00	0.0	0	0	0
A-0343	R4I	12910	12946	35.86	0.0	0	0	0
A-0343	R4I	12924	12960	36.00	0.5	0	0	0
A-0349	R4I	12750	12764	13.93	0.0	0	0	0
A-0350	R4I	13154	13188	34.00	0.0	0	0	0
A-0351	R4I	12869	12898	29.90	0.0	0	0	0
A-0352	R4I	127652	12775	9.95	0.0	0	0	0
A-0357	R4I	13119	13225	106.36	41.8	2	15.5	10.7

Tabla 14. Sumarios petrofísicos en el área de interés

5.5. Selección de yacimientos potenciales

Los yacimientos agotados de petróleo y gas son candidatos idóneos para el almacenamiento de CO₂ por varias razones. En primer lugar, el petróleo y el gas que se acumularon originalmente en trampas (estructurales y estratigráficas) no escaparon (en algunos casos durante muchos millones de años), lo que demuestra su integridad y seguridad. En segundo lugar, la estructura geológica y las propiedades físicas de la mayoría de los yacimientos de petróleo y gas se han estudiado y caracterizado ampliamente. En tercer lugar, en la industria del petróleo y el gas se han desarrollado

modelos informáticos para predecir el movimiento, el comportamiento del desplazamiento y el entrapamiento de los hidrocarburos. Por último, algunas de las infraestructuras y pozos ya existentes pueden utilizarse para gestionar las operaciones de almacenamiento de CO₂. Así, los yacimientos agotados no se verán afectados negativamente por el CO₂ (al haber contenido ya hidrocarburos) y si los yacimientos de hidrocarburos están aún en producción, podría optimizarse un esquema de recuperación mejorada de crudo mediante inyección de CO₂ (CIEMAT, 2007).

En los yacimientos de hidrocarburos con poca invasión de agua, el CO₂ inyectado ocupará generalmente el volumen de poros previamente ocupado por el petróleo y/o el gas natural. Sin embargo, no todo el espacio poroso previamente (saturado de hidrocarburos) estará disponible para el CO₂ porque parte del agua residual y otros fluidos residuales pueden quedar atrapados en el espacio poroso debido a la capilaridad, la digitación viscosa y los efectos de la gravedad (Stevens *et al.*, 2001c). En los yacimientos abiertos de hidrocarburos (en los que la presión se mantiene por la entrada de agua), además de la reducción de la capacidad causada por la capilaridad y otros efectos locales, una fracción significativa del espacio poroso será invadida por el agua, disminuyendo el espacio poroso disponible para el almacenamiento de CO₂, si se limita la represión del yacimiento para preservar su integridad.

De conformidad con lo establecido en la Figura 28 sobre el diagrama de flujo para la selección de un yacimiento potencial, se agruparon las características de los yacimientos preseleccionados para la validación de sus propiedades descritas según los criterios de selección (Tabla 8).

Los yacimientos descritos a continuación fueron preseleccionados al integrarse dentro de los niveles L y R anteriormente definidos como potenciales. A términos del presente trabajo de investigación, se consideraron como candidatos aquellos yacimientos los cuales hayan alcanzado o superado el factor de recobro inicial en un valor menor al 5% como parte del primer criterio general seleccionado en la metodología de este estudio.

Tabla 15. Relación de FR actual vs. FR inicial en yacimientos pre-seleccionados. Fuente: Indicador Anual de Reservas Preliminar Gas Anaco 2022, INTEVEP

Nivel	Yacimiento	Tipo de Hidrocarburo	Área (acres)	FR actual (%)	FR inicial o (%)
L	L1U A 301	Líquido	42	32	33
L	L4U A 327	Líquido	404	12	15
R	R3M B 327	Líquido	491	23	25
R	R4L,I A 323	Líquido	401	15	20
R	R4L,I A 301	Líquido	214	1	1,6

Posteriormente se procedió a realizar un análisis de los mapas estructurales realizados por Barrito, I y Ojeda M. (2024) para los horizontes sísmicos de los niveles L (Figura 94) y niveles R (Figura 95) con la finalidad de observar el régimen estructural presente y ubicar espacialmente los yacimientos de interés.

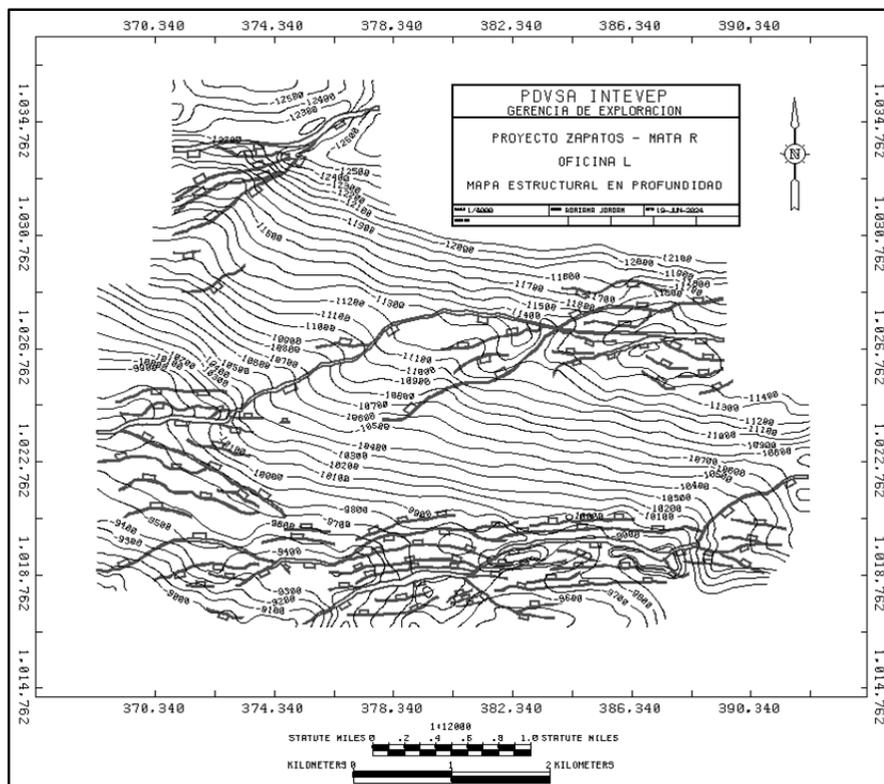


Figura 94. Propuesta del mapa estructural del nivel Horizonte sísmico de Oficina L, extraído del reporte interno elaborado por Baritto, I y Ojeda, M (2024)

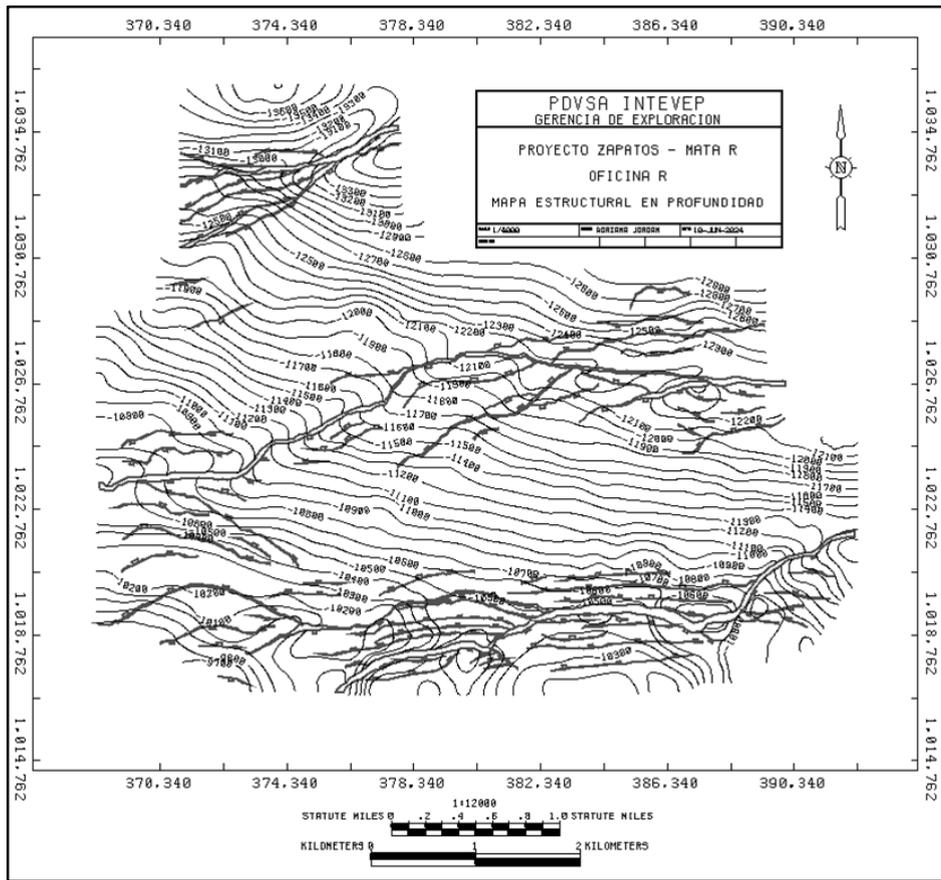


Figura 95. Propuesta del mapa estructural del nivel Horizonte sísmico de Oficina R, extraído del reporte interno elaborado por Baritto, I y Ojeda, M (2024)

Luego de haber obtenido un primer filtro de preselección, se procedió a analizar los límites estructurales de los yacimientos mencionados en búsqueda de fallas circundantes (Figuras 96, 97, 98, 99, 100).

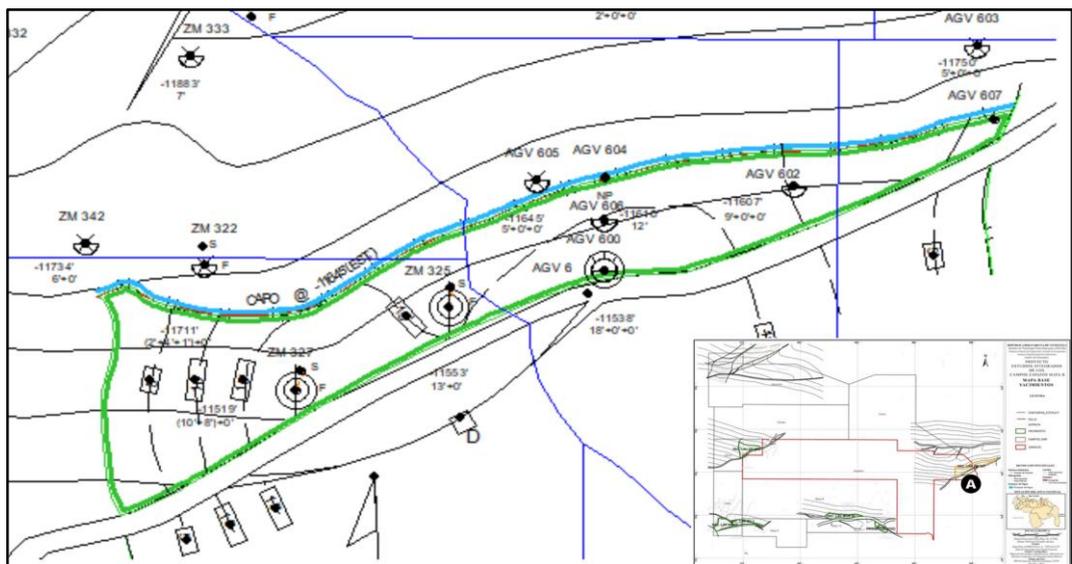


Figura 96. Mapa de Yacimiento L4U-A327

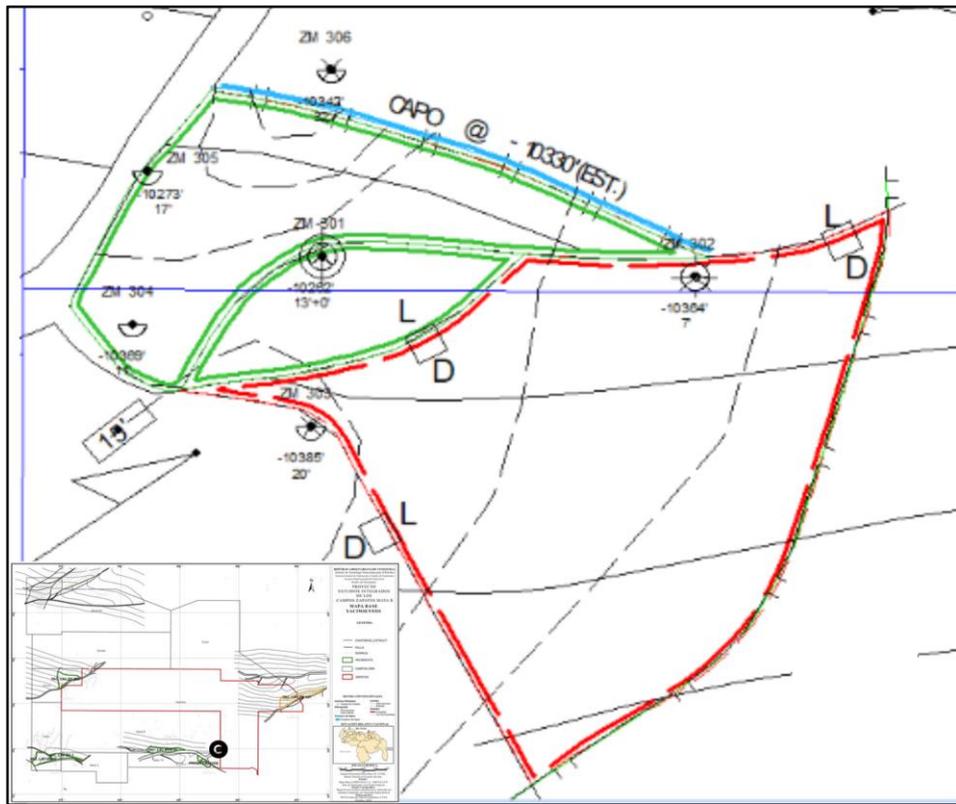


Figura 97. Mapa de Yacimiento L4U-A301

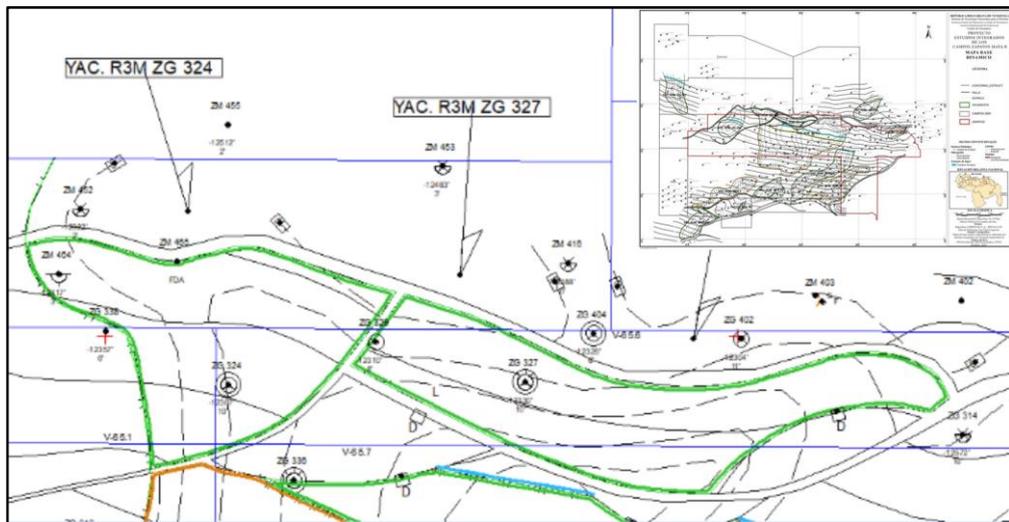


Figura 98. Mapa de Yacimiento R3M-B 327

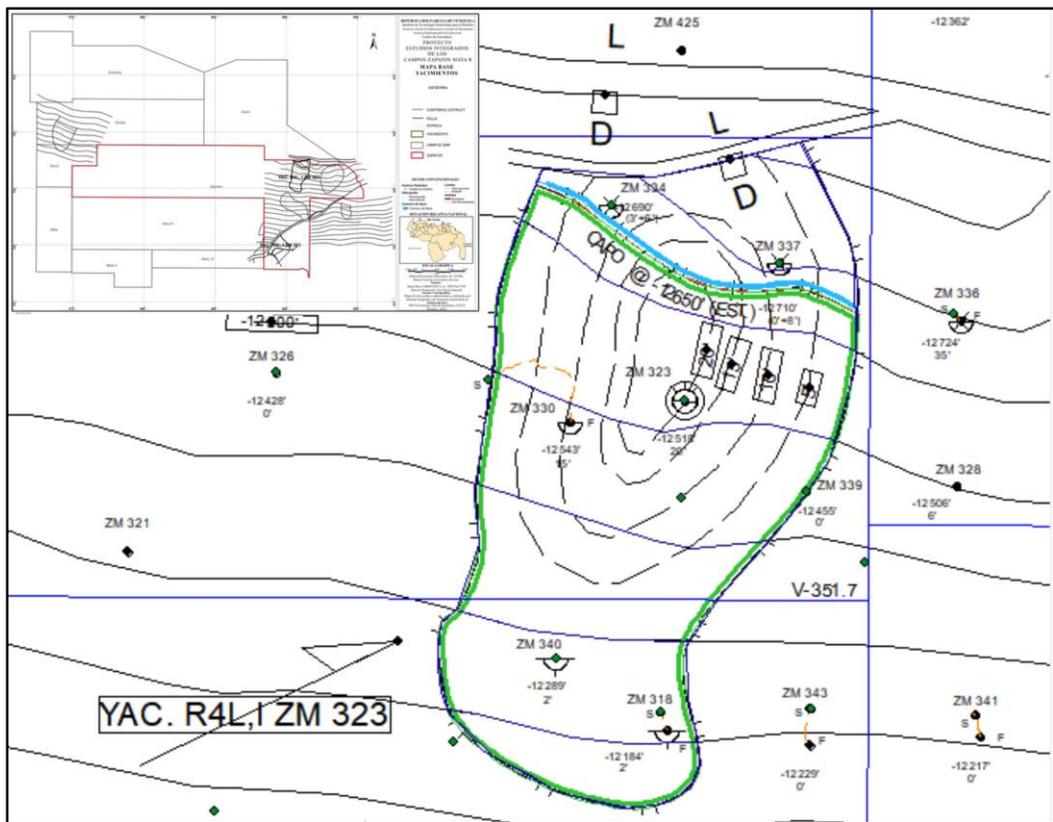


Figura 99. Mapa de Yacimiento R4L, I A 323

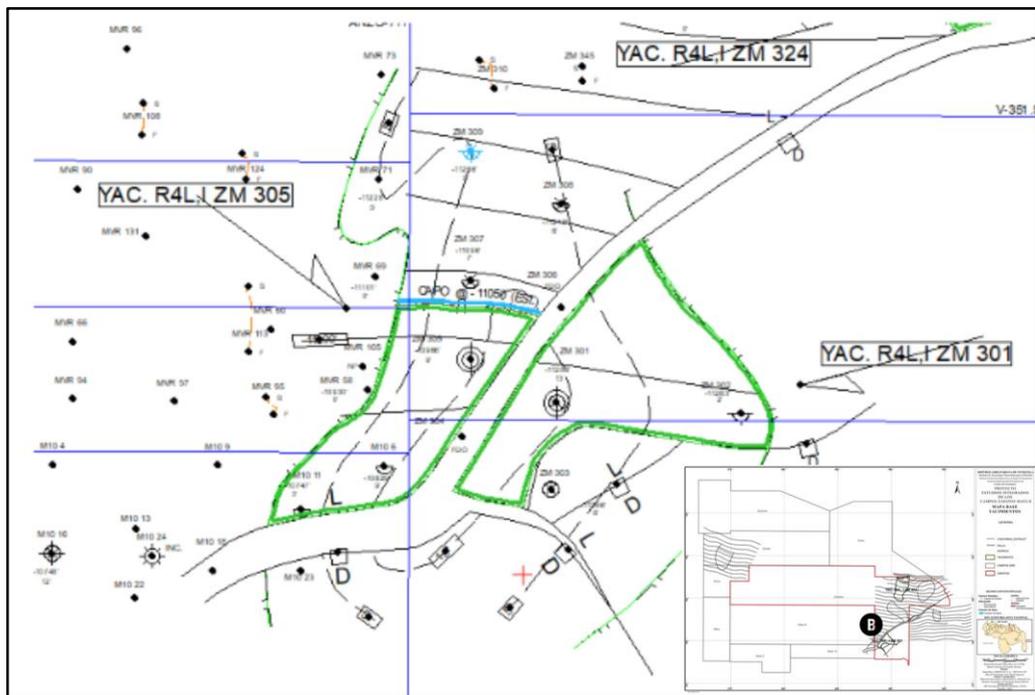


Figura 100. Mapa de Yacimiento R4L A301

Como se observa en la Figura 97 (yacimiento L4U-A301), el mencionado yacimiento posee significativos sistemas de fallas alrededor, lo cual lo hace no ideal en términos de análisis estructural, al representar riesgos en la vulnerabilidad del sistema de

confinamiento para el proyecto de almacenamiento de CO₂. El yacimiento R4L A301 (Figura 100) se encuentra delimitado por 3 fallas secundarias alrededor de su estructura, lo cual también ocasiona su descarte por riesgos potenciales de conductividad y criterios estructurales mencionados anteriormente. De la misma manera, ninguno de los dos yacimientos reporta historial de datos de producción, cruciales para la evaluación del corte de agua y la determinación de la presión actual. Por este motivo, se descartaron los yacimientos L4U-A301 y R4L A301.

En el mismo orden de ideas, la Figura 98 muestra 3 yacimientos diferentes ubicados en la misma arenisca, y una falla circundante al sur de la configuración. Siendo la interconexión de yacimientos un factor de relevancia a considerar en la evaluación de la integridad del sistema de confinamiento, y especialmente tomando en cuenta la cercanía de los mismos, se descartó el yacimiento R3M-B 327 para la selección pronosticando posibles riesgos asociados a la fuga de CO₂.

De acuerdo a los yacimientos descartados, el flujo de selección reduce los yacimientos potenciales a tan solo 2 candidatos:

Tabla 16. Resumen de Propiedades Yacimientos Pre-Seleccionados. Fuente: Indicador Anual de Reservas Preliminar Gas Anaco 2022, INTEVEP

Yacimiento	Porosidad (%)	Permeabilidad Absoluta (mD)	Gravedad API (API)	Profundidad (ft)	Viscosidad (cp)
L4U-A327	16%	292	35,8	11,573	0,2
R4L,I A 323	16%	134	30.1	12,450	0,2

A continuación, se justifican los parámetros establecidos para la selección de viabilidad.

5.5.1. Porosidad y Permeabilidad

La porosidad de una roca viene expresada por la relación entre el volumen de poros y el volumen total, y da una idea de la capacidad de la formación para almacenar fluidos. Sin embargo, para la selección de una formación almacén importa exclusivamente la porosidad efectiva (20- 50% de la total), que

corresponde al porcentaje de poros conectados, y que refleja el volumen real de poros susceptible de ser ocupado por el CO₂. La roca almacén debe tener elevada porosidad, alrededor de un 12 %, para que pueda albergar en su interior gran cantidad de fluido.

Los factores que determinan la permeabilidad de una formación pueden ser extrínsecos o intrínsecos: los primeros son los propios de la formación y dependen del tamaño de poro, en tanto que los segundos son los que dependen de las características del fluido, como por ejemplo, la viscosidad y el peso específico. Al igual que sucede con la porosidad, cada tipo de roca se caracteriza por presentar determinados valores de permeabilidad.

Ambas propiedades, porosidad y permeabilidad, están estrechamente relacionadas y desempeñan un papel fundamental en la selección de cualquier almacenamiento de CO₂. La formación del yacimiento no basta con que sea porosa, sino que además debe ser permeable.

En este orden de ideas, para ambos yacimientos preseleccionados se validó por medio de los modelos petrofísicos que cumplen con los criterios de selección específicos relacionados a la porosidad y permeabilidad.

5.5.2. Densidad y Grados API

Tiene mucha importancia porque afecta a la solubilidad del CO₂. Las condiciones ideales para el almacenamiento de CO₂ corresponden a yacimientos con petróleo de una densidad mayor a 27 °API y con una viscosidad <10 centipoise (cp) (Nelms *et al.*, 2004). Del mismo modo, el petróleo debería estar compuesto de un gran porcentaje de hidrocarburos con cadenas de una longitud de 5-12 carbonos para potenciar la miscibilidad del petróleo y el CO₂. También, en este sentido, es preferible una alta proporción de alcanos de cadena recta frente a compuestos aromáticos (Kovscek, 2002).

La densidad y viscosidad del crudo representan intrínsecamente factores fundamentales al tener implicaciones en la movilidad del CO₂. Al ser yacimientos de hidrocarburos líquidos, con crudo mediano, y con viscosidad baja, se favorece la migración óptima de la pluma hacia el tope de la estructura. Siendo el yacimiento L4U A 327 de crudo liviano y el yacimiento R4L,I A 323 de crudo

mediano, se valida que cumplen este parámetro también (Tabla 16)

5.5.3. Profundidad de Almacenamiento

La profundidad también es un criterio del que depende la capacidad total del almacén, ya que cuanto mayor sea la profundidad del techo del almacén, podrá admitirse una presión máxima de almacenamiento más alta y una compresión del fluido mayor.

Por lo general, se espera que el almacenamiento de CO₂ en depósitos de hidrocarburo tenga lugar a profundidades por debajo de 800 mts o 2630 ft (aprox), donde la presión y la temperatura ambiente normalmente darán lugar a que el CO₂ esté en estado líquido o hipercrítico. En estas condiciones, la densidad del CO₂ oscilará entre el 50 y el 80 por ciento de la densidad del agua.

Este porcentaje se aproxima a la densidad de ciertos petróleos crudos, lo cual origina fuerzas ascensionales que tienden a impulsar al CO₂ hacia arriba. Por consiguiente, es importante que haya una roca sello sobre el depósito de almacenamiento seleccionado a fin de asegurarse de que el CO₂ permanezca retenido bajo tierra. Al ser inyectado bajo tierra, el CO₂ se comprime y llena el espacio poroso mediante el desplazamiento parcial de los fluidos que ya están presentes (los “fluidos *in situ*”). En los depósitos de petróleo y gas, el desplazamiento de los fluidos *in situ* puede dar lugar a que la mayor parte del volumen poroso quede disponible para el almacenamiento de CO₂ (Metz *et al.*, 2005).

Como se observa en la tabla 16, los 2 yacimientos candidatos preseleccionados poseen profundidad adecuada que cumplen con los criterios de selección.

5.5.4. Análisis de Corte de Agua y Contacto Agua-Petróleo

Entendiendo la importancia de cuantificar la relación del agua de formación en el yacimiento de estudio, se procedió a evaluar la producción de agua (% AyS) versus la tasa de petróleo, para posteriormente analizar la relación agua-petróleo y su derivada a través de criterios de curvas de Chan en miras de pronosticar una relación del origen de la irrupción de agua en el yacimiento. Idealmente, las condiciones óptimas se encontrarían en un yacimiento agotado invadido por agua con características geoquímicas favorables para la activación de los mecanismos

de entrapamiento geoquímicos, sin la irrupción continua de un acuífero que ocasionaría la represurización constante del yacimiento.

Los resultados se muestran a continuación:

Yacimiento L4U A327

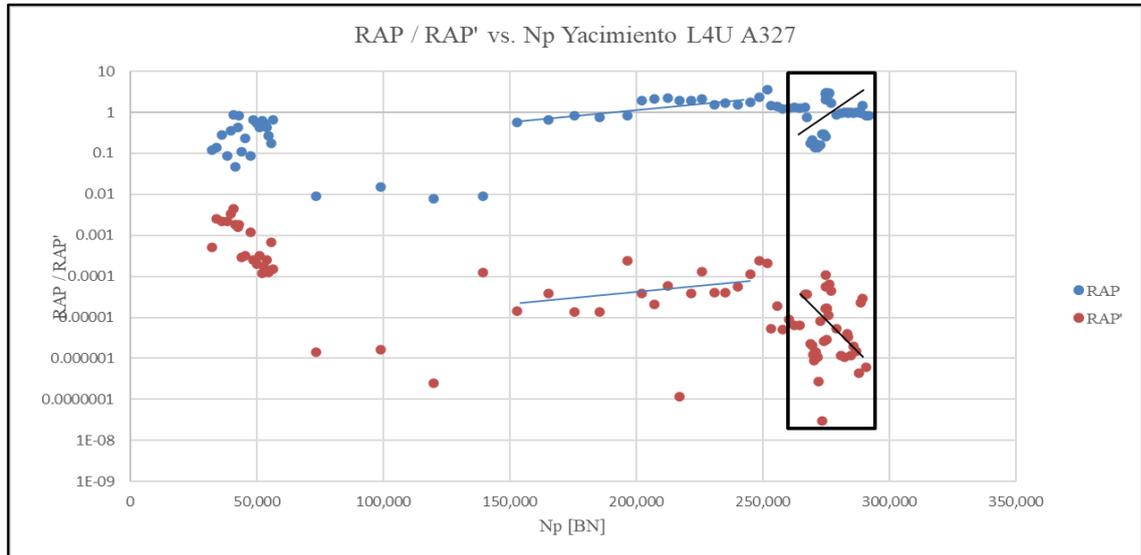


Figura 101. Curvas de Diagnóstico de Chan para el Yacimiento L4U A327. Se infiere un comportamiento típico de conificación, al observar cómo disminuye la derivada de (RAP') con el tiempo. Gráfico realizado con datos de producción suministrados por EY EY Yacimientos INTEVEP.

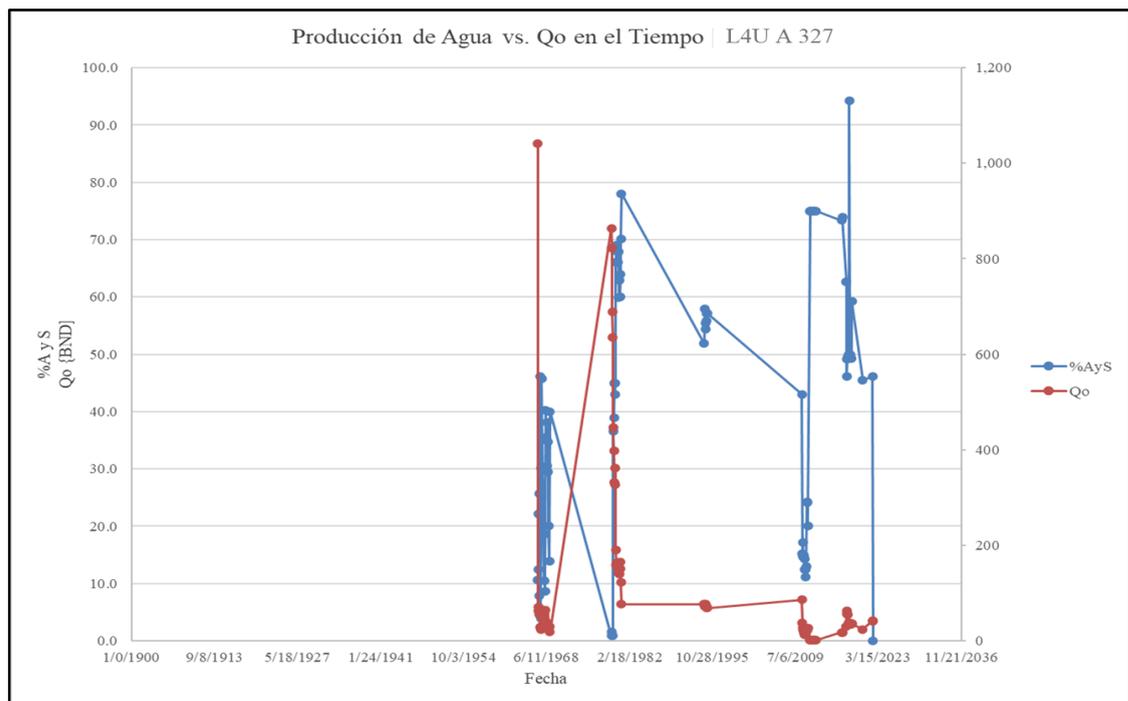


Figura 102. Producción de agua versus tasa de petróleo en el tiempo. Se observa el aumento

significativo de agua en contraparte con la declinación de la tasa de petróleo. Gráfico realizado con datos de producción suministrados por EY EY Yacimientos INTEVEP.

Yacimiento R4L, I A 323

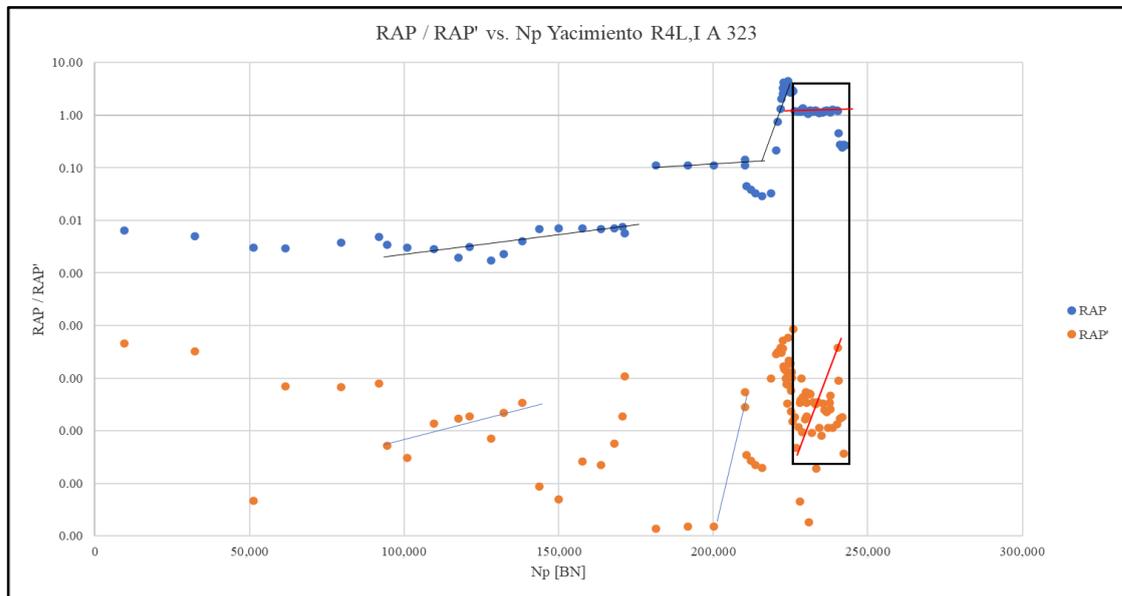


Figura 103. Curvas de Diagnóstico de Chan para el Yacimiento R4L,I A323. Debido al comportamiento seccionado de los cambios abruptos en la pendiente de la curva RAP, se infiere una posible comunicación entre areniscas inferiores al intervalo productor. Gráfico realizado con datos de producción suministrados por EY EY Yacimientos INTEVEP.

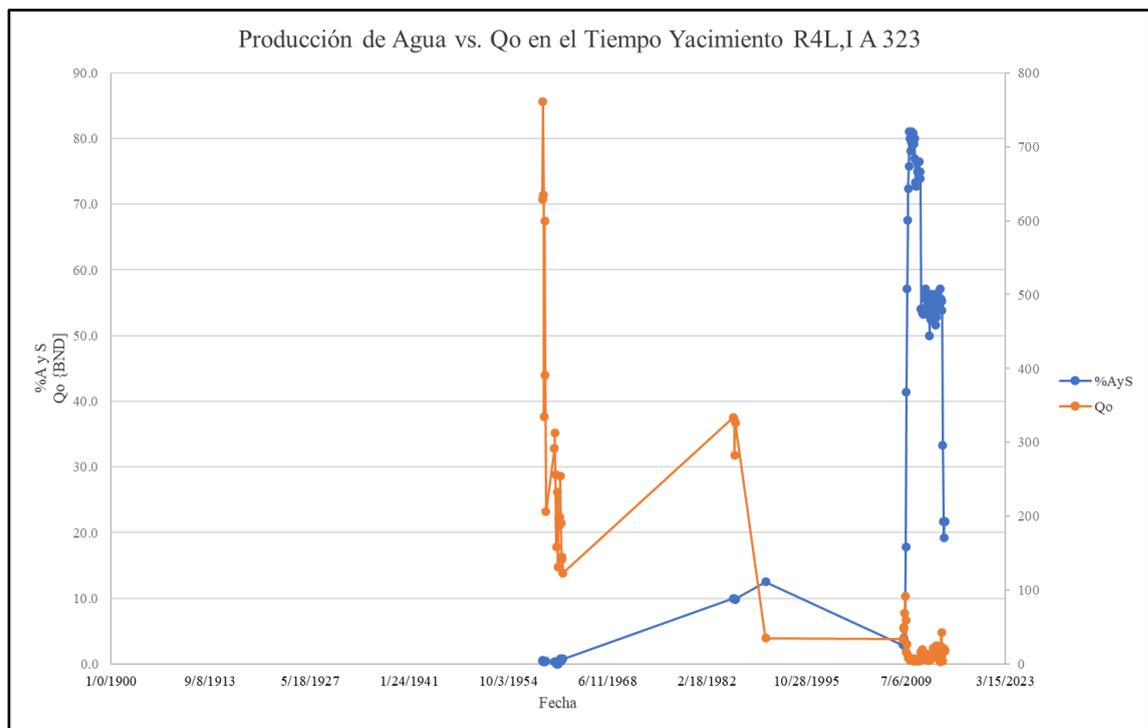


Figura 104. Producción de agua versus tasa de petróleo en el tiempo. Se observa el aumento

significativo de agua en contraparte con la declinación de la tasa de petróleo. Gráfico realizado con datos de producción suministrados por EY EY Yacimientos NTEVEP.

Según los resultados anteriores, y para realizar una evaluación más exhaustiva del pozo productor del yacimiento R4L,I A323, se consultó el diagrama mecánico del pozo para evaluar los cañoneos de areniscas inferiores (Figura 105), así como evaluar el historial del pozo.

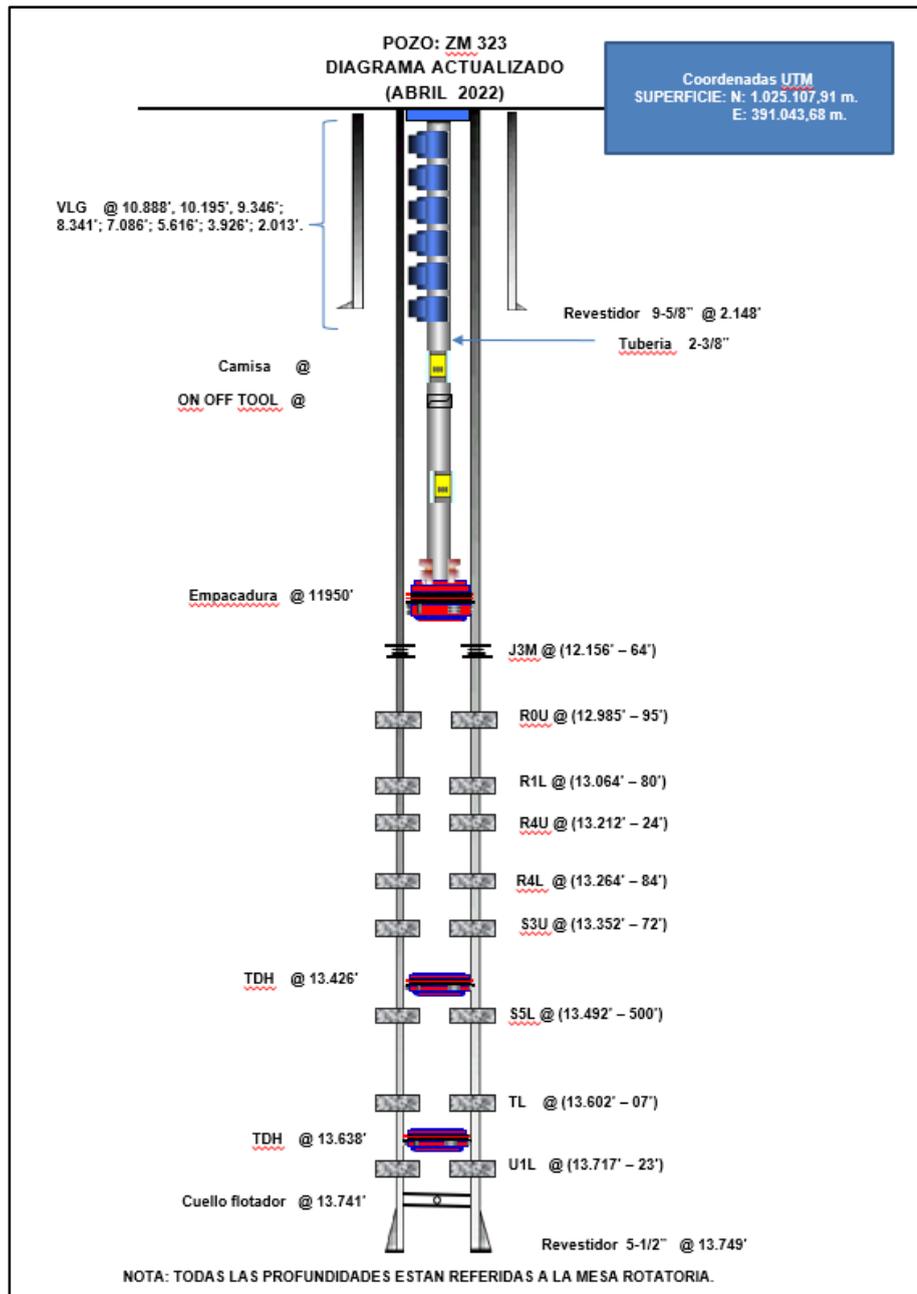


Figura 105. Diagrama actualizado del pozo A-323. Obtenido del Sistema Integral de Manejo de Datos Electrónicos (SIMDE), INTEVEP.

Como se observa en la Figura 105, el pozo A 323 fue productor en el intervalo de la arenisca de interés, R4L,I. Una vez revisado el historial de operaciones, se corroboró que el pozo A-323 fue completado sencillo selectivo en las arenas S3U, R4L,I y R1L, por problemas operacionales. Sin embargo, en su completación original, se perforaron y evaluaron 4 areniscas: U1L (13.717' a 13.723') y TL (T2) (13.602' a 13.607') fueron probadas sin éxito (100 % y 55 % agua). Las areniscas S3U (13.354' a 13.362'), y R4L,I (13.273' a 13.283'), fueron completadas en doble zona por flujo natural posteriormente.

Al haberse probado la arenisca U1L y resultado en 100 % agua, se infiere que el contacto agua-petróleo pudiera encontrarse en ese intervalo. De esta manera, la teoría de la posible conexión entre arenas inferiores a R4L, pronosticada según las curvas diagnóstico de producción de agua de Chan, pudiera seguir vigente. Análisis más precisos serán necesarios para sustentar la interpretación.

Posteriormente, se procedió a calcular la presión actual de los yacimientos preseleccionados para validar con mayor grado de certidumbre el agotamiento de los mismos, bajo la premisa de declinación por vaciamiento de un yacimiento cerrado. Se implementó una función de declinación exponencial para calcular las presiones, en función de las reservas recuperables totales de gas y petróleo, y la producción acumulada de gas y petróleo (Tablas 17 y 18).

Tabla 17. Parámetros para el cálculo de presión actual del yacimiento L4U A327 mediante función de declinación exponencial. Fuente: Indicador Anual de Reservas Preliminar Gas Anaco 2022, INTEVEP

Producción					Decl. Exp. P vs. Acum y=Pi.EX P-(bx)	Presión			
Yacimiento	Tipo Hidr ocarbo uro	Inicial	Reservas Recup. Totales IAR Líquido (BN) / Gas	Np (BN) o GP (MPCN) @2022		b	Pi (psia)	Paba ndon o IAR (psia)	P @ Np o Gp de Nov2014

			(MPCN)						
L4U A327	L	0	365	291,804	4	5000	1000	1.556	1.436
		0	1.897,000	1.668,089	1	5000	1000	1.316	

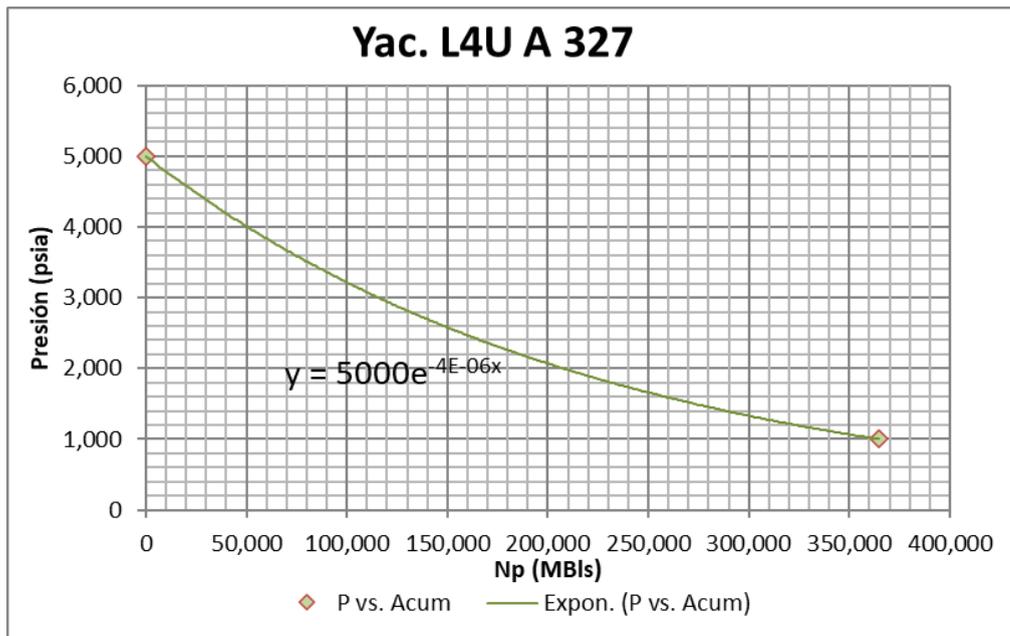


Figura 106. Función de declinación para el cálculo de presión actual (Np)

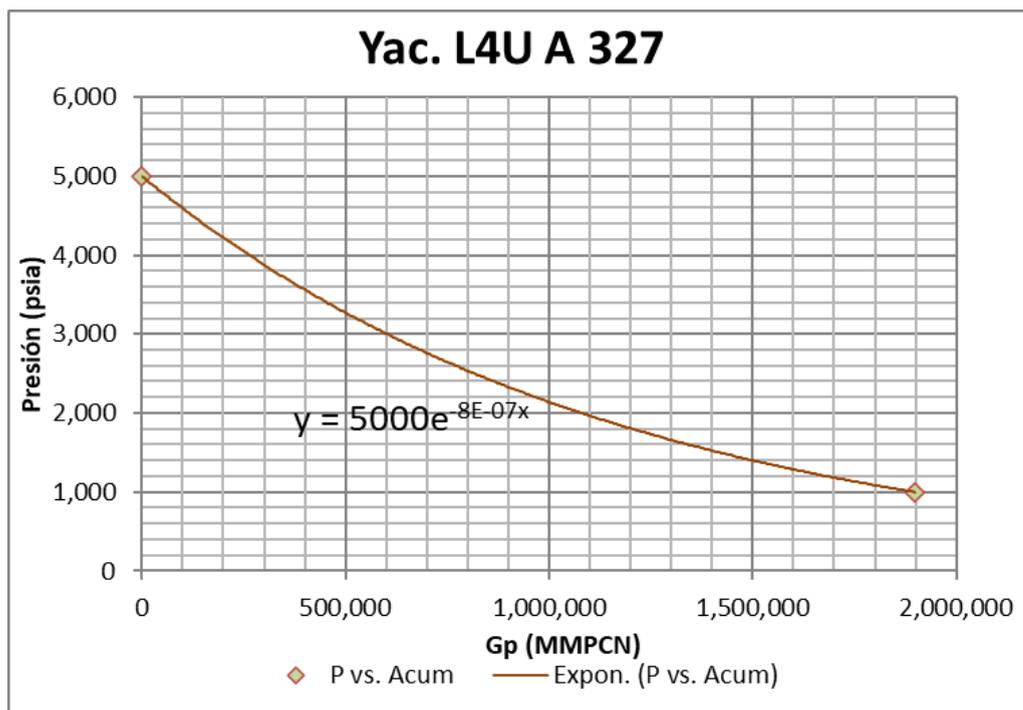


Figura 107. Función de declinación para el cálculo de presión actual (Gp)

Tabla 18. Parámetros para el cálculo de presión actual del yacimiento R4L,I y A 323 mediante función de declinación exponencial. Fuente: Indicador Anual de Reservas Preliminar Gas Anaco 2022, INTEVEP

		Producción			Decl. Exp. P vs. Acum $y=Pi.EXP$ $-(bx)$	Presión			
Yacimiento	Tipo Hidrocarburo	Inicial	Reservas Recup. Totales IAR Líquido (BN) / Gas (MPCN)	Np (BN) o GP (MPCN) @Nov2014	b	Pi (psia)	Pabandono IAR (psia)	P @ Np o Gp de Nov2014	Pact @ Nov2014 (psia)
R4L,I A 323	L	0	320	242,804	5	5.500	1.100	1.634	1.653
		0	1.486,000	1.190,391	1	5.500	1.100	1.673	

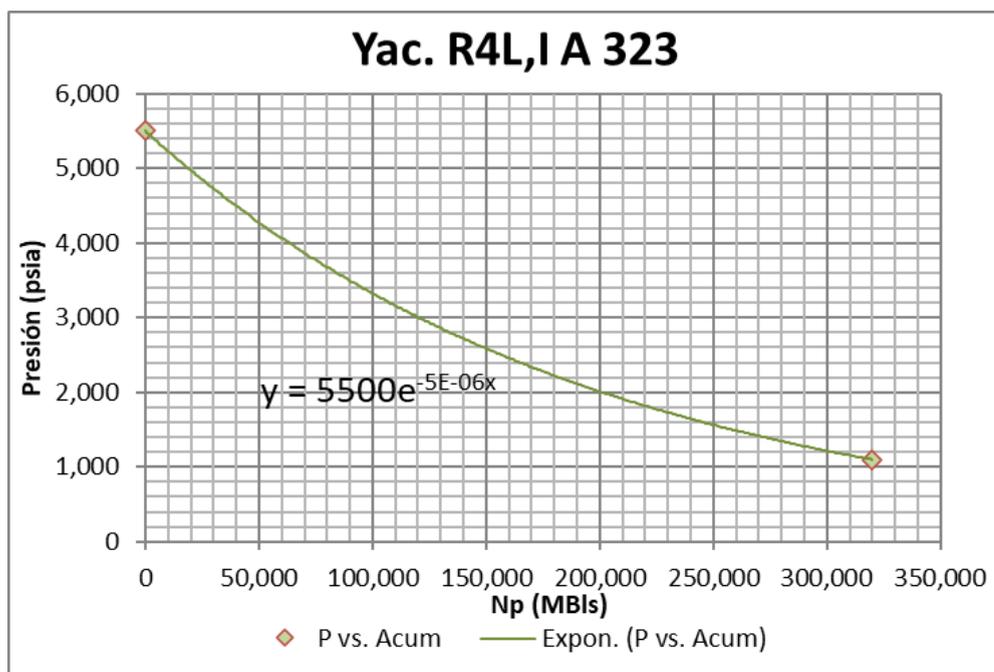


Figura 108. Función de declinación para el cálculo de presión actual (Np)

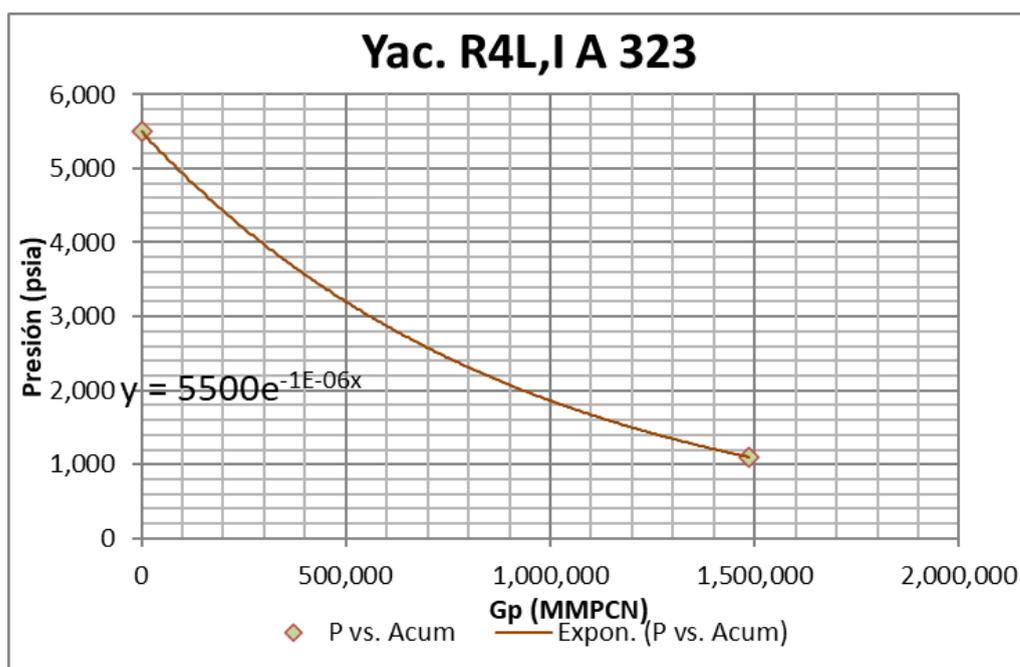


Figura 109. Función de declinación para el cálculo de presión actual (Gp)

Ambos yacimientos presentan un nivel de agotamiento efectivo, siendo para el yacimiento L4U A327 un 89 % y para el yacimiento R4L,I A323 un 87,4 %, tomando como referencia base la presión de abandono. Hasta este punto, ninguno de los criterios mencionados constituye un factor de peso para el descarte de los mencionados yacimientos.

En el mismo orden de ideas, uno de los criterios favorables de selección de este

tipo de formaciones geológicas como almacenamientos potenciales de CO₂ es, por una parte, el grado de conocimiento geológico y geofísico del yacimiento, especialmente cuando son campos agotados, lo que supone una gran cantidad de datos disponibles, así como acerca de la experiencia de su comportamiento en explotación. Considerado este un criterio fundamental, se descarta el yacimiento L4U A 327 al no poseer mapas de electrofacies, fundamentales para la realización de secciones estratigráficas para evaluar la continuidad litológica.

De esta manera, después de la implementación de criterios de descarte, se preseleccionó el yacimiento R4L,I A 323 para el estudio, y se procedió a continuar el diagrama de evaluación con este yacimiento específico.

A continuación, se presenta el resumen de datos del yacimiento preseleccionado para el estudio (tabla 17 y 18):

Tabla 17. Relación de Disponibilidad de Registros en el Yacimiento R4L,I A 323

Pozo	BS	Core	Caliper	RES	SP	GR	CGR	RHOB	NPHI	DT	PEF
A-318	X	X	X	X	X	X					
A-323	X			X	X	X					
A-330				X	X						
A-334	X		X	X	X	X		X	X		
A-337	X		X	X	X	X		X	X		
A-339	X		X	X	X	X		X	X		
A-340	X		X	X	X	X		X	X		
B-349	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Tabla 18. Propiedades del Yacimiento R4L,I A323 seleccionado para el almacenamiento de CO₂

	Presión Original (psi)	Presión actual (psi)	Prof (ft)	Área (acres)	Temp (F)	Espesor ANP (ft)	Espesor Roca Sello (ft)	Porosidad (%)	K (mD)	Gravedad API (API)
Cordero, A y Pérez, A (2024)	5.500	1.653	1.2450	401	309	0 - 25	1 - 46,8	0 - 15	0 - 58	30,1
IAR Anaco (2022)	5.500		1.2450	401	309			16	134	30,1

5.6. Evaluación del Sistema de Confinamiento

Los sellos y yacimientos de una unidad de almacenamiento subterránea pueden ser conformables o separados por una inconformidad y pueden ocurrir en la misma formación, en formaciones sucesivas o como múltiples yacimientos bajo un único sello. Rara vez se presenta un sello ideal sin un yacimiento debajo, y no se ha llevado a cabo una evaluación de múltiples formaciones de yacimiento debido a la falta de sellos calificados Merilla, M (2013).

Al realizar un estudio de CCS en un yacimiento siliciclástico convencional, como lo es la Formación Oficina, la cual se categoriza por poseer múltiples niveles de yacimientos, el primer factor determinante fue validar la existencia del sello primario, infiriendo a través del tipo de depósito presente en el yacimiento seleccionado R4L, I A 323.

5.6.1. Continuidad de la roca sello y yacimiento

Se procedió a implementar la metodología de Linares, C (2022) en donde se realizaron 3 secciones estratigráficas para comprender la arquitectura de las facies presentes y la geometría del yacimiento. En este sentido, la primera sección fue realizada con pozo tipo del área A-349 y la segunda con dirección S-N y O-E dentro del yacimiento piloto (Figura 110).

Al realizar estas secciones, se tomaron como referencias los marcadores

estratigráficos suministrados por el equipo de estratigrafía de INTEVEP, tomando también como datum el MFS_MIO_MED (Soto, G 2023). Se identificaron a escala regional las superficies mayores o candidatos a mfs que dividen la Formación Oficina en 6 ciclos, así como otras superficies de interés como lo son *sequence boundary* o discordancias subáreas (SB) y máximas superficies regresivas (Figura 111 y 112).

A escala regional, la Formación Oficina se encuentra en un contexto transgresivo regional. En este sentido, el nivel estratigráfico R se ubica en el primer ciclo de Oficina en un contexto regresivo local.

En el nivel estratigráfico R4 predominan los ambientes sedimentarios próximo costero influenciado por las olas y las mareas. Los tipos de depósitos que conforman esta unidad están caracterizados por:

- Canales fluviales
- Bordes de canal
- Relleno de canal
- Llanuras de inundación / llanuras de mareas / llanuras interdistributarias
- Barras de desembocaduras
- Barras costeras (barras con influencia de las olas, barras con influencia de las olas, sin descartar la relación de ambos procesos).

Particularmente, el nivel del intervalo R4L, I se ubica en una sección basal de R, en el ciclo número 1 de la Formación Oficina, donde predomina un contexto local de tipo regresivo que finaliza en Fs_OFIC_R0 y culmina con la superficie de inundación mfs_1 en el Fs_OFIC_P. En este sentido, se valida la existencia de un sello lutítico regional de la secuencia que confina el sistema. .

5.6.2. Identificación del sello local

Para identificar el sello local que confina y contribuye al atrapamiento físico suprayacente al yacimiento, y poder calificarlo como favorable o no para el CCS, se debe realizar una sección a detalle. En primera instancia, al no poseer núcleos con descripciones litológicas dentro del yacimiento, se procedió a correlacionar lateralmente el yacimiento con el pozo tipo más cercano dentro del cuadrante de Zapatos A-0349, con el fin de realizar un análisis de facies para

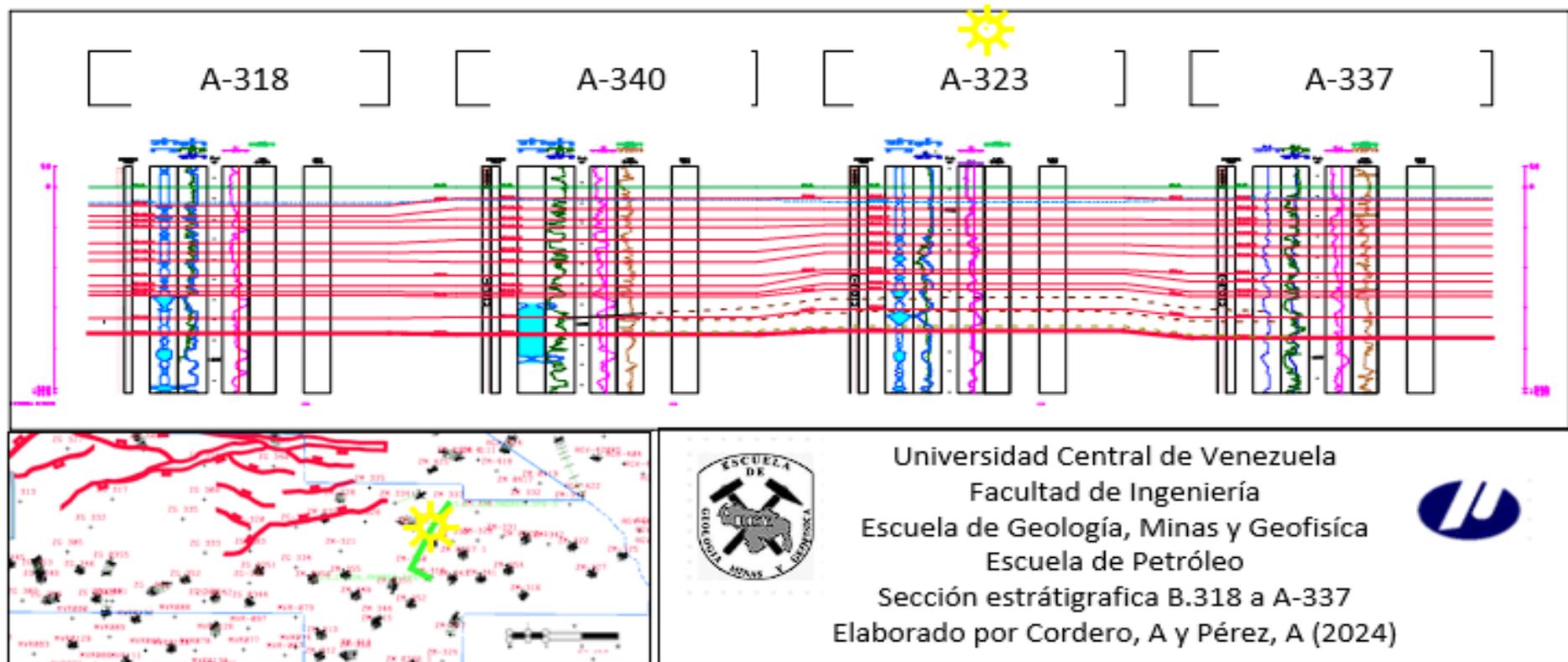


Figura 100 Y 111. Sección estratigráfica con dirección S-N en el yacimiento piloto R4L, I A 323, en color verde se pueden identificar las superficies mayores MFS y Mfs en color verde, superficies regresivas y discordancias subareas. En color rojo, se pueden observar los límites de los niveles estratigráficos.

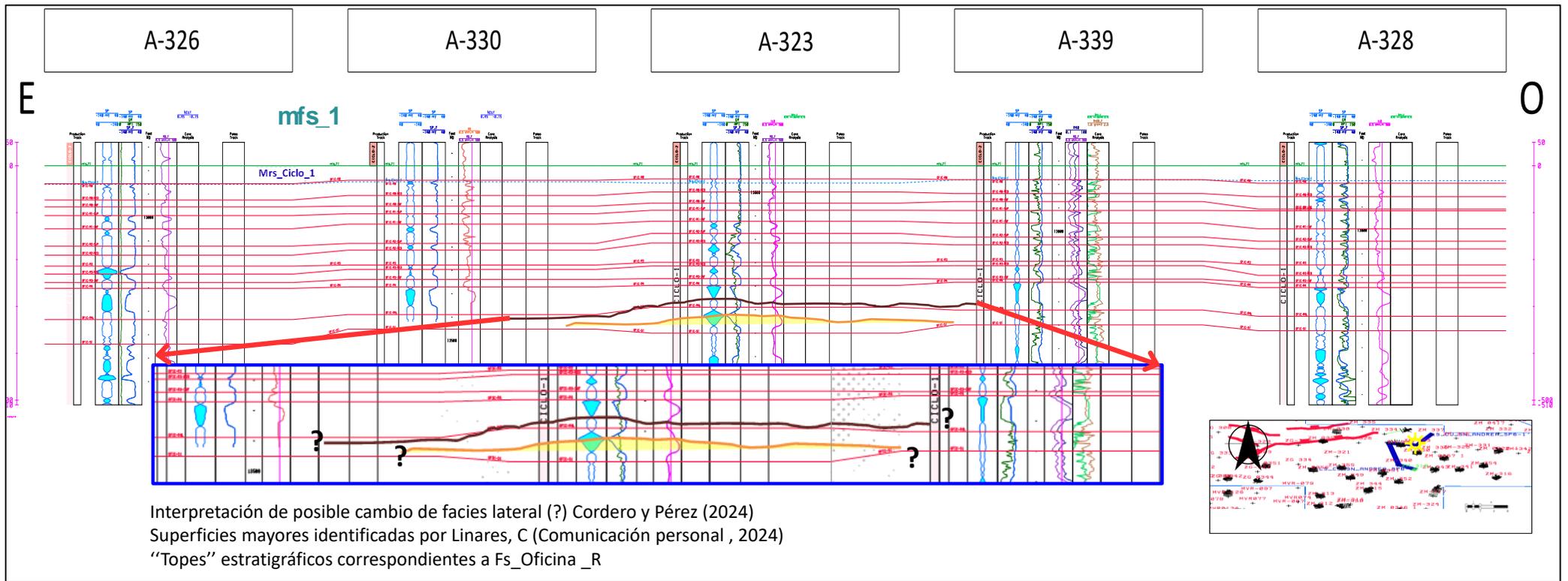


Figura 112. sección estratigráfica con dirección E-W en el yacimiento piloto R4L, I A 323, en color verde se pueden identificar las superficies mayores MFS y mfs en color

verde, superficies regresivas y discordancias subareas. En color rojo, se pueden observar los límites de los niveles estratigráficos.

determinar el posible tipo de depósito sedimentario y con ello asociar la litología del sello (Figura 113).

Los paleoambientes dominantes para las unidades litoestratigráficas R se interpretan basado en las icnofacies identificadas en el núcleo tipo. Las icnofacies presentes de acuerdo a Ortega *et al.*, (2024) son *Skolithos* que pueden alcanzar zona de playa marcados por los niveles criptobioturbados por *Mcarronichnus* lo cual denota una alta energía al momento del depósito del yacimiento.

Las facies presentes descritas de acuerdo a Ortega *et al.*, (2024) en el reporte interno de sedimentología son: la FA1b constituida por arenisca de grano fino, arcillosas o limosas (moderada a intensamente bioturbada y que puede contener láminas discontinuas de arcilla) y la FA2 areniscas de grano medio, que puede contener restos de materia orgánica localmente cemento calcáreo (levemente estratificada, planar, ondulada, rizaduras de corriente y se observa ligeramente bioturbada (Tabla 19).

Luego de realizar una correlación con el pozo tipo y una interpretación de características litológicas descritas en reportes operacionales en el pozo B-0326, se puede inferir que la asociaciones de facies presentes del yacimiento piloto R4L,I A 323 serían principalmente FA1m y localmente FA1x, FA1b, sin descartar la presencia de FA2.

Tabla 19. Facies sedimentarias identificadas en el núcleo A-0349

CÓDIGO DE FACIES	FACIES	ESTRUCTURAS PRIMARIAS	MICROFACIES O TIPOS DE ROCA
FA1x	Areniscas de grano fino a muy fino, generalmente estratificadas, puede contener particiones de arcillas o restos de materia orgánica	Estratificadas cruzada, Rizaduras de corriente, estratificación ondulada	Sublitarenita y cuarzoarenita

FA1m	Arenisca de grano fino, localmente con restos de plantas y/o carbonoso, localmente contienen cemento calcítico (?)	Generalmente masiva a ligeramente bioturbada,	Mayormente compuesto por sublitarenita y en menor proporción subarcosa
FA1b	Areniscas de grano fino, arcillosas o limosa, localmente calcárea y puede contener bioclastos	Moderada a intensamente bioturbada, puede contener particiones o láminas DISCONTINUAS de arcilla	Mayormente cuarzo arenitas y sublitarenita en menor proporción cuarzoarenita
FA2	Areniscas de grano medio, puede contener restos de materia orgánica, localmente cemento calcáreo (?)	Levemente estratificada, planar, ondulada, Rizaduras de corriente, ligeramente bioturbada	Mayormente cuarzoarenita y sublitarenita en menor proporción

Véase: Simbología (?) La interpretación del cemento diagenético. Tabla realizada con la información de Ortega *et, al* (2024).

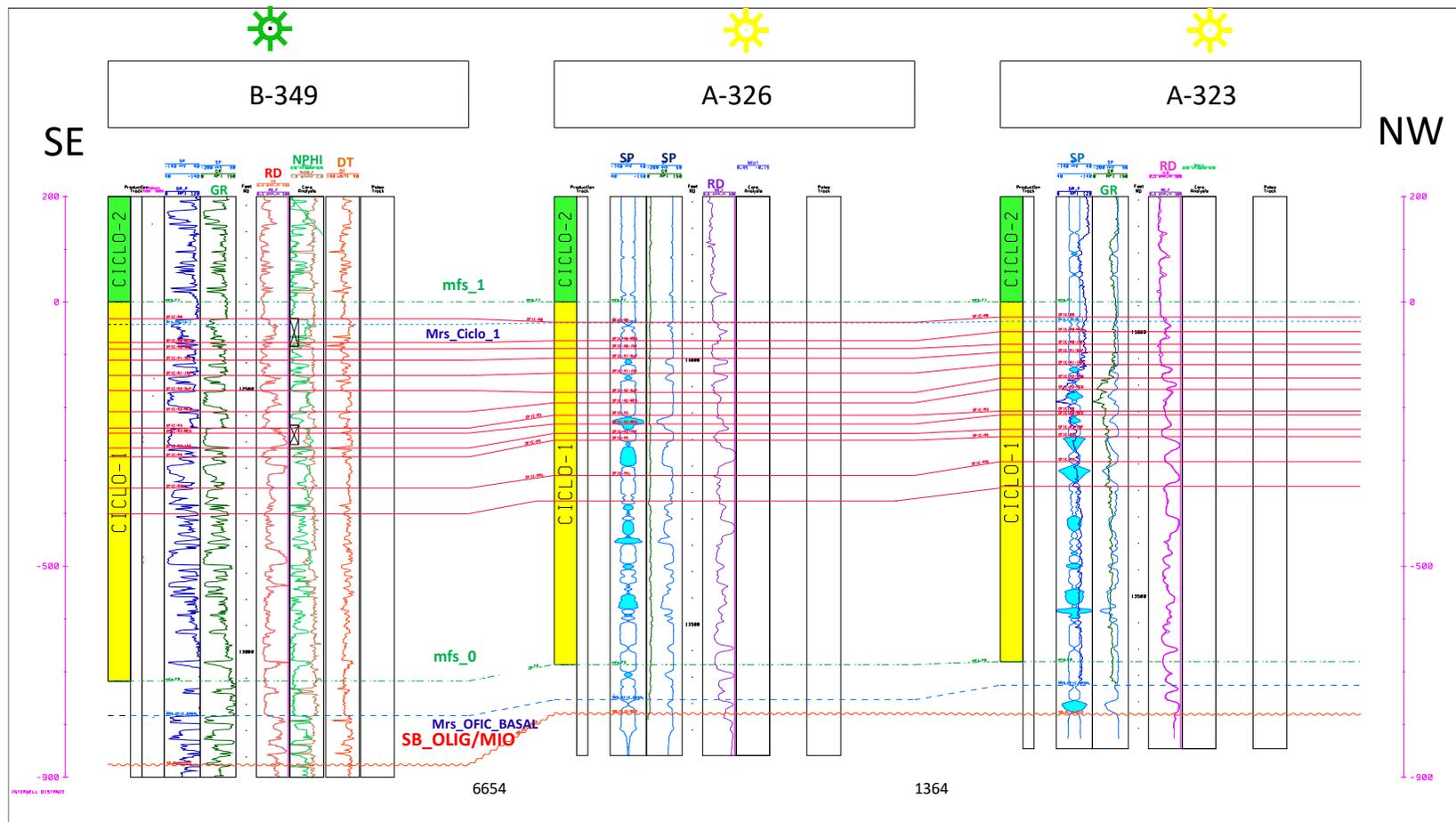


Figura 113. Sección estratigráfica en vista estructural con dirección SE-NW entre el pozo tipo del área el B-349, donde se puede analizar una conformidad y continuidad lateral de las unidades estratigráficas del ciclo de Oficina número. 1.

5.6.3. Continuidad de la roca sello y yacimiento

Posteriormente, por medio de registros de pozos, se analizaron las electrofacies de los pozos presentes en el yacimiento, utilizando principalmente los registros SPC y RD implementando el criterio de Serra, O (1970), donde las más significativas fueron las de tipo embudo hacia la base y campana al tope (Figuras 114 y 115).

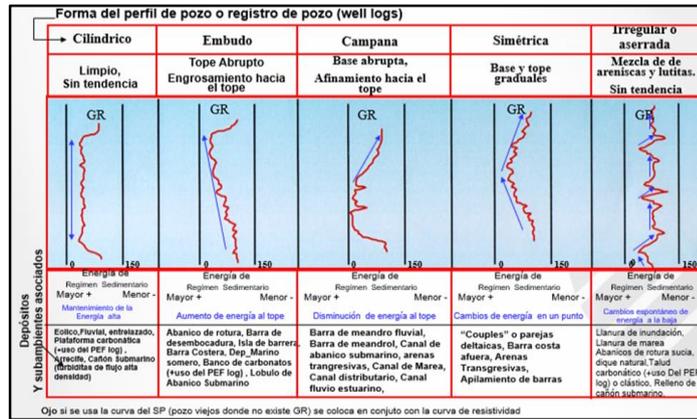


Figura 114. Extraída de Linares, C (2022)

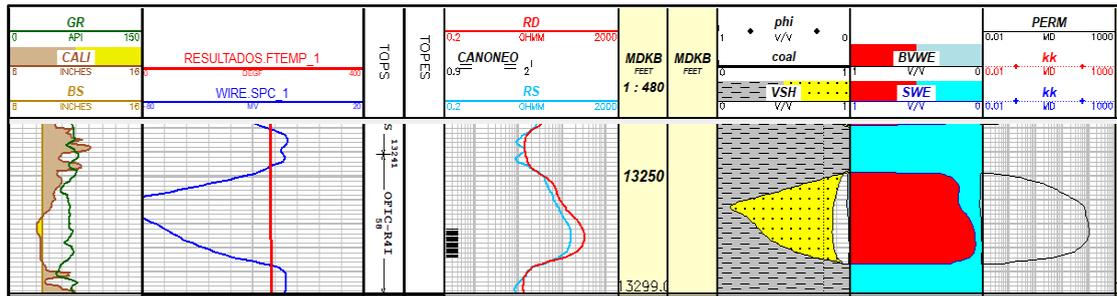


Figura 115. Identificación del sello local en la arenisca R4S al tope del intervalo R4L,I

Se integraron datos de núcleos (facies, asociación de facies y trazas fósiles), comportamiento vertical y lateral de las electro-facies (granocreciente, granodecreciente, cilíndrica, aserrada, etc.) y su correlación, así como también la integración de datos de rípos en pozo A 334.

Analizando la sección a detalle, se puede observar que en el pozo A-323, al realizar un análisis estratigráfico convencional se puede visualizar como el cuerpo de arenisca se acuña lateralmente pasando a otras facies que potencialmente pudieran ser más arcillosas, debido a la tendencia impermeable que se ve en el registro SP.

Localmente, para el yacimiento R4L, I A 323, pozo A-323, se encuentra ubicado

en el sistema de barras costeras de geometría alargada, influenciadas por el proceso de las olas, orientadas de forma paralela a la línea de costa E-W y perpendicular a la dirección preferencial del tren de sedimentación SW-NE; siendo estas la distribución principal de las barras (facies Fa1m) y su geometría interpretada para esta unidad R4. Así mismo, no se descarta localmente la presencia de la facie Fa1m que son truncadas por posible un canal distributivo (FA2).

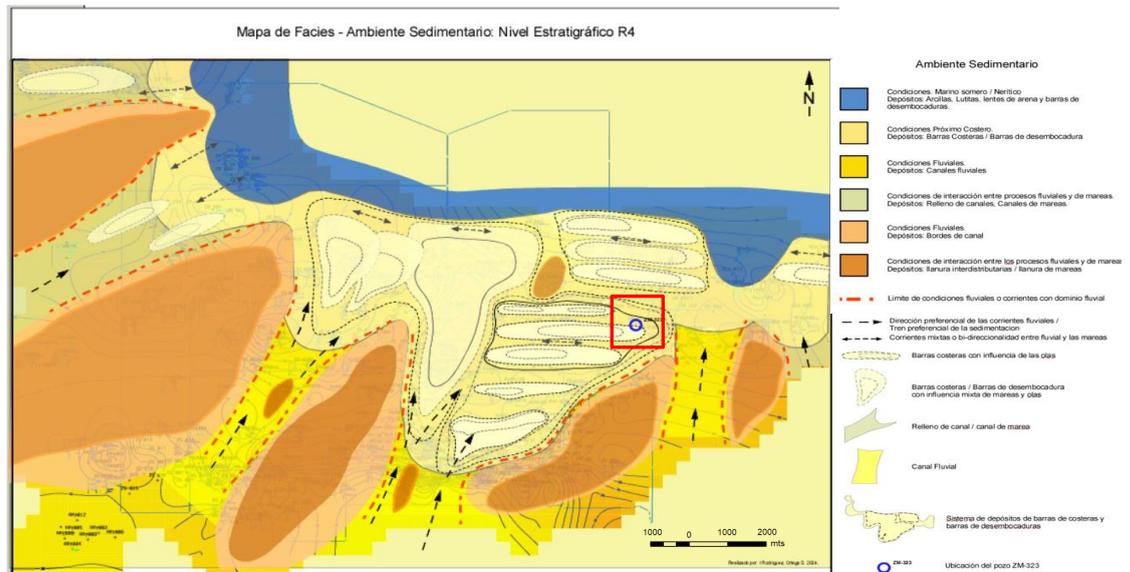


Figura 116. Mapa de Facies para el nivel estratigráfico R4. Véase en círculo azul el pozo productor A-323 y cómo se ubica en la zona de barras. Figura extraída del reporte interno equipo sedimentología INTEVEP Ortega, S (2024). Mapa elaborado por Rodríguez, I (2024).

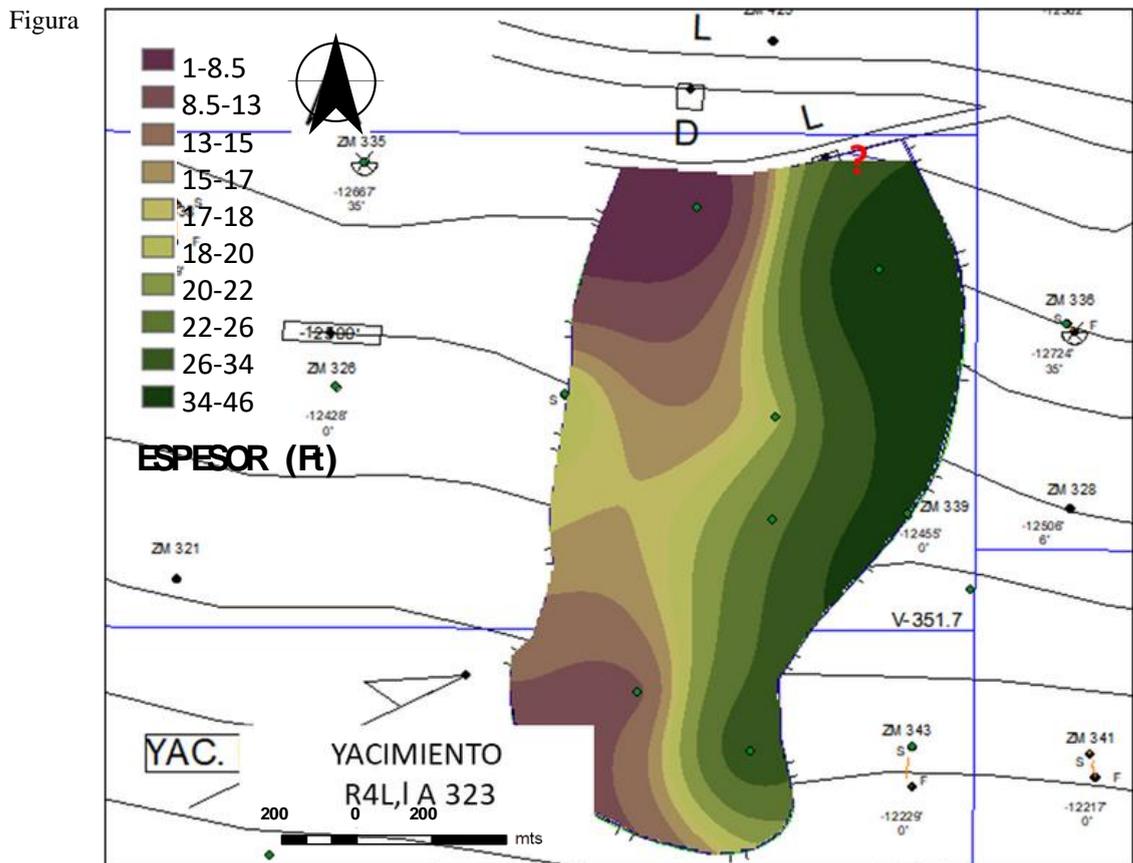
La mayor presencia de canales con influencia fluvial se encuentra hacia el Sur y parte central. Los canales con influencia de las mareas y relleno de canales están ubicados al NO y SE del mapa. Hacia la parte Norte y media central del mapa se encuentran la mayor concentración de barras costeras. Estos tipos de depósitos fueron afectados por la energía de las olas y mareas durante la carga en suspensión de sedimentos del sistema fluvial hacia el norte del área. Tal es el caso para los canales de las mareas y relleno de canal donde se caracterizan por encontrarse rellenos de barras digitiformes, paralelas a la dirección preferencial de depositación (SW-NE) y perpendicular a la línea de costa.

La distribución de los depósitos antes mencionados se observa en la Figura 112 y 116. Puede que no exista una concordancia entre la orientación y geometría de las

barras identificadas por el equipo de sedimentología y el mapa oficial del yacimiento (Figura 117), por lo que dicha discrepancia podría estar asociada a diferencias en años de interpretación.

Para finalizar y determinar el espesor de roca yacimiento se tomaron los valores reportados al elaborar los sumarios petrofísicos correspondientes al *netgross* de “arena neta petrolífera”, donde el espesor asociado al sello primario se obtuvo a través de las mediciones en MD y TVD en los registros de pozo utilizando el SPC y RD en aquellas zonas identificadas como impermeables y fue calculado utilizando [22] (Figura 117).

$$\text{Gross} - \text{Net Gross (ANP)} = \text{Total Gross (shale)} \quad [22]$$



117. Mapa del sello primario sobre el yacimiento R4L,I A 323 véase como los mayores mayores espesores se ubican al este del yacimiento. Escala 1:20.000

Se interpreta un sello primario lutítico suprayacente al yacimiento que posee un espesor variable entre 1 y 46 pies que se acuña lateralmente delimitando al yacimiento por un cambio de facies, categorizando al sello primario en el proyecto de CCS como un factor condicionante para el estudio. En tal sentido, se deben

evaluar otras variables de acuerdo a CIETMAT (2007) para una selección definitiva. Será necesario evaluar la integridad de la formación yacimiento y del sello frente a posibles perturbaciones como consecuencia de la inyección (microsismicidad y reactivación de fallas, fracturas), futuras intrusiones humanas (sondeos) y las posibles alteraciones negativas de las propiedades del mismo como consecuencia de interacciones CO₂-agua-roca.

5.7. Modelo Dinámico

En esta sección se presentarán y analizarán los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas con el modelo estático desarrollado. El objetivo principal es evaluar la efectividad del almacenamiento de CO₂ en el yacimiento y comprender su comportamiento bajo diversas condiciones operativas.

5.7.1. Estructura de datos del modelo estático

El mapa del yacimiento R4L,I A 323 se caracteriza por ser un homoclinal con profundidades que varían aproximadamente desde 12.100 ft a 12.900 ft. Se encuentra delimitado en su mayoría por un contorno de límite de roca (posible cambio de facies) y al norte por una falla normal interpretada como sellante (?). El contacto agua-petróleo se encuentra interpretado en el mapa oficial del yacimiento a una profundidad de 12.650 ft. Está conformado por 7 pozos en total:

- A 318
- A 323
- A 330
- A 334
- A 337
- A 340
- A 339

Debido a que el mapa de yacimiento R4L,I A323 fue desarrollado en una aplicación dentro de la suite de Openwork de Halliburton, se generó el mapa estructural, mapa de espesores y mapas de isopropiedades en los software de

sistema de información geográfico QGIS y ArcGIS para transformarlos a un formato compatible con CMG; en este caso, tipos de archivo .bna (*Atlas Boundary Format*), que fueron construidos en el módulo de Builder de CMG. A continuación se presentan los resultados.

- Mapa isópaco-estructural del yacimiento R4L,I A 323 (Figura 118)

En este apartado se debe mencionar que existieron algunas discrepancias entre el mapa oficial de espesores y el realizado en el estudio. En tal sentido, a efectos de este T.E.G se procedió identificar que para el mapa oficial algunos parámetros como el Contacto Agua-Petróleo (CAPO), el tipo de falla (sellante o conductora), se colocaron como interpretados ya que no se contaba con toda la información pertinente para validarlos. El aspecto concluyente se atribuye el porcentaje de error de interpretación de pozos desviados como verticales (particularmente en el A-330).

Por tal motivo, la geometría de distribución del yacimiento “difiere levemente en su orientación” (Figura 118).

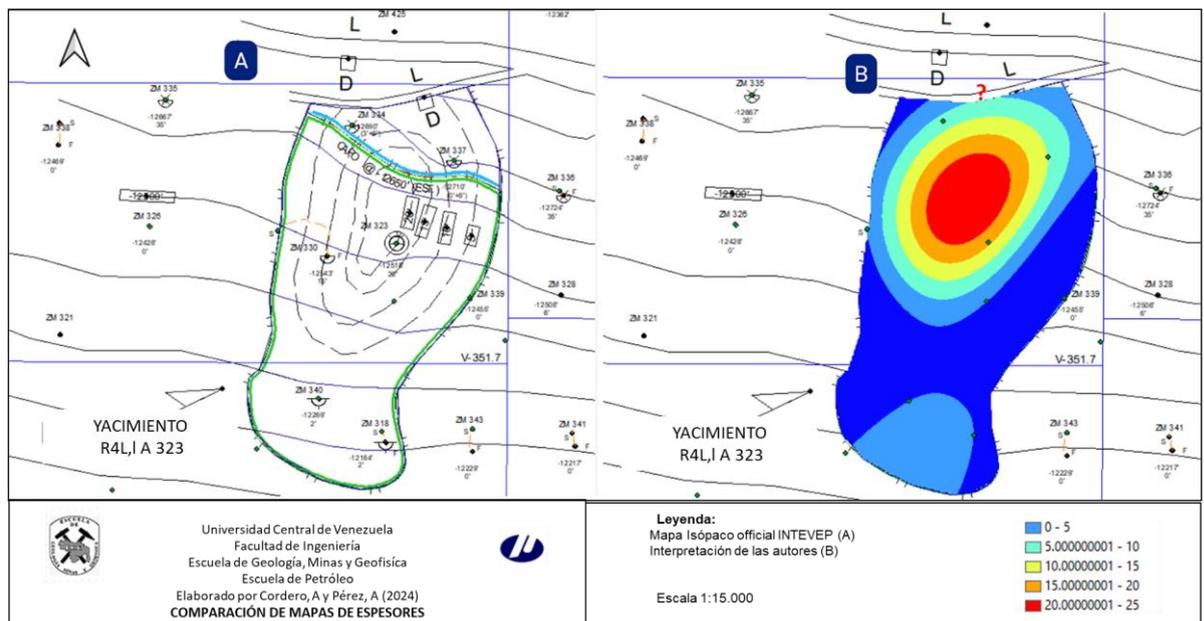


Figura 118. A la izquierda mapa isópaco-estructural oficial del yacimiento R4 L, I A 323 (A). A la derecha, comparación con el mapa realizado por el método Kriging en el modelo geostadístico de ArcGIS (B) el cual posee una desviación estándar del 8 %. Escala 1:15.000

El mapa oficial que se emplea para importar modelo estático del yacimiento R4 L,I A 323 se observa en la Figura 119.

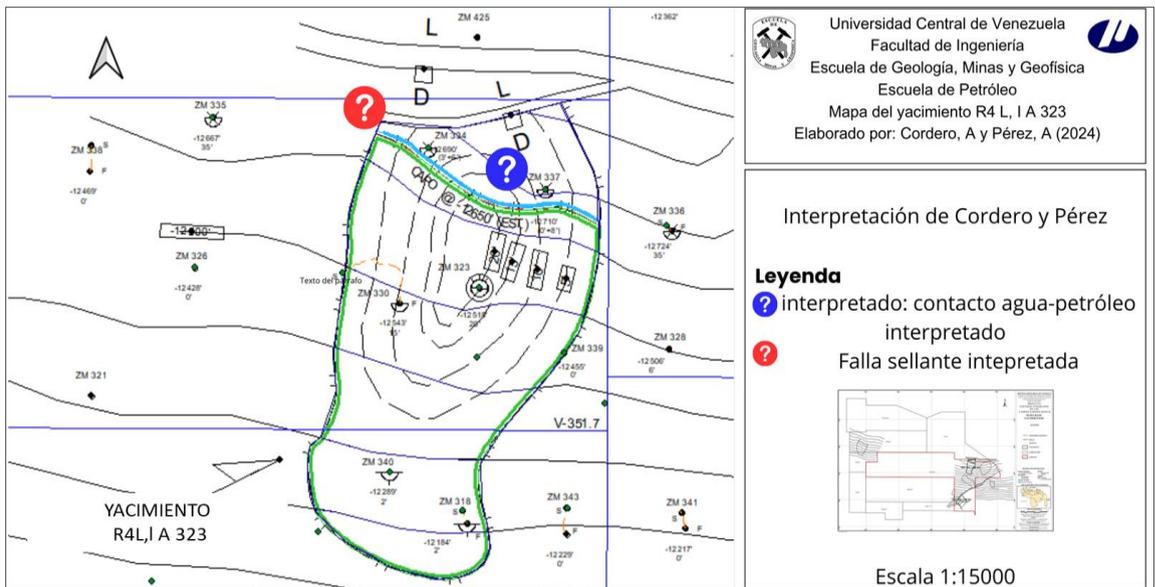


Figura 119. Mapa oficial del yacimiento R4L,I A 323 a Escala 1:15.000

- Mapa de Porosidad del Yacimiento R4L,I A 323 (Figura 120)

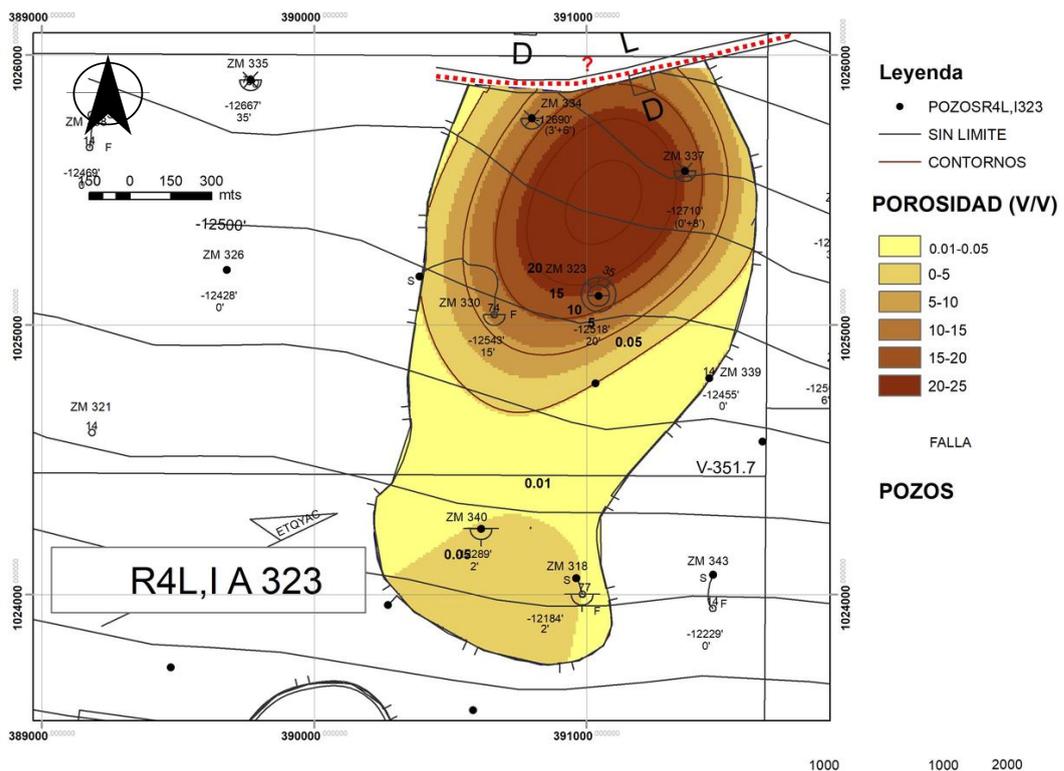


Figura 120. Mapa de porosidad de “arena” neta petrolífera y se puede observar como los mejores espesores se ubican al norte del yacimiento de desviación estándar: 3.9%, se validó la correlación del modelo geoestadístico con los sumarios petrofísicos. Escala 1:20.000

- Mapa de Saturación del Yacimiento R4L,I A 323 (Figura 121)

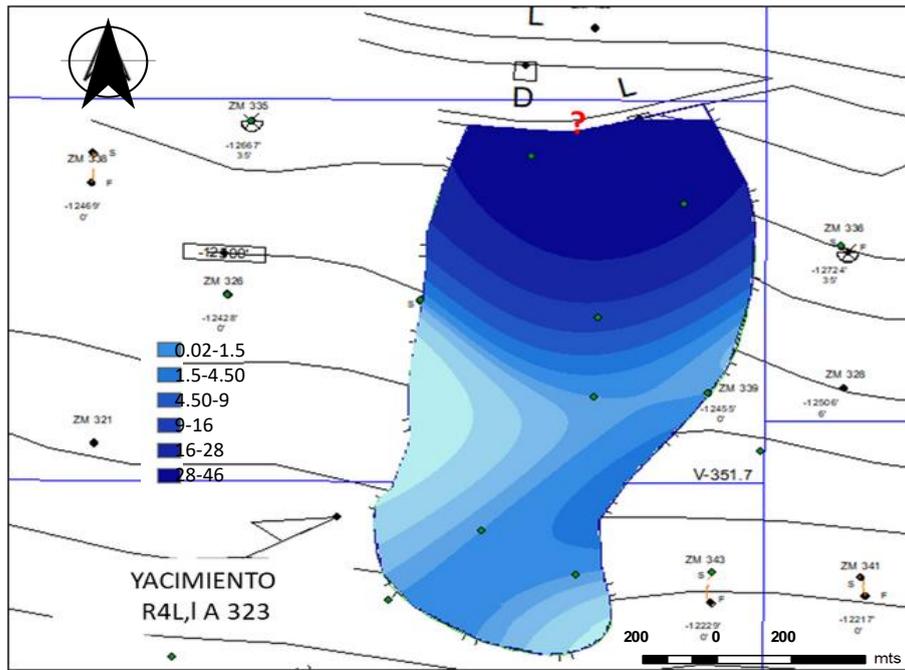


Figura 121.
Mapa de saturación.
Se validó la correlación del modelo

geostatístico con los sumarios petrofísicos, véase como los intervalos más saturados se ubican al norte del yacimiento. Escala 1:20.000

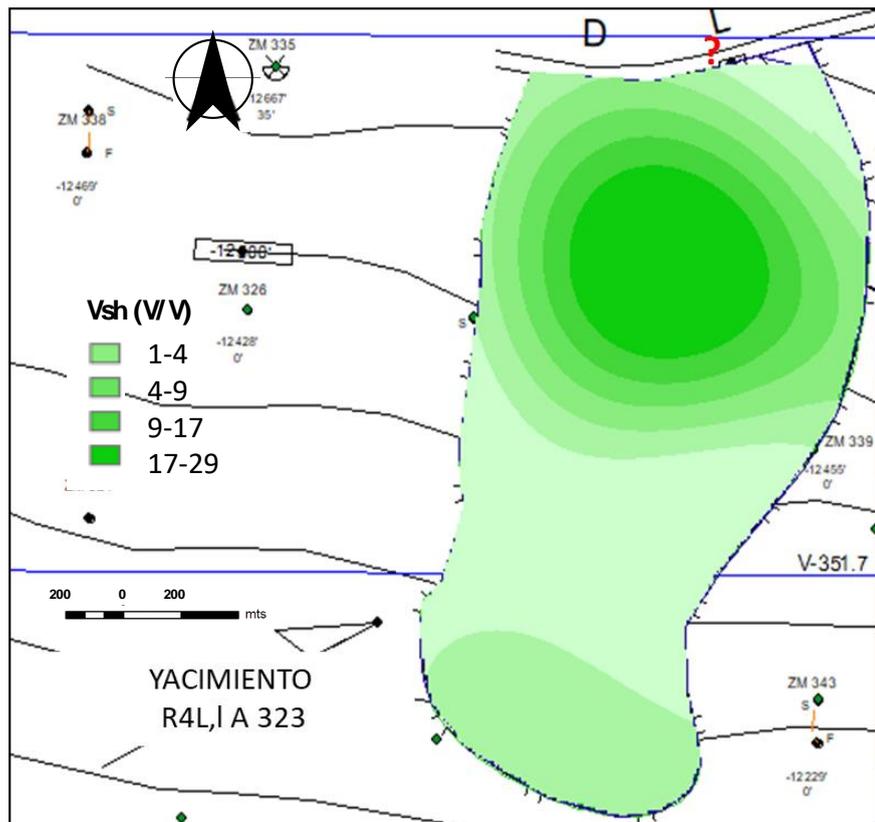


Figura 122. Mapa de volumen de arcilla. Desviación estándar: 3,4 % se validó la correlación del modelo geostatístico con los sumarios petrofísicos. Escala 1:20.000

5.7.2. Importación del modelo estático

Se procedió a importar el mapa estructural en CMG (Figura 123).

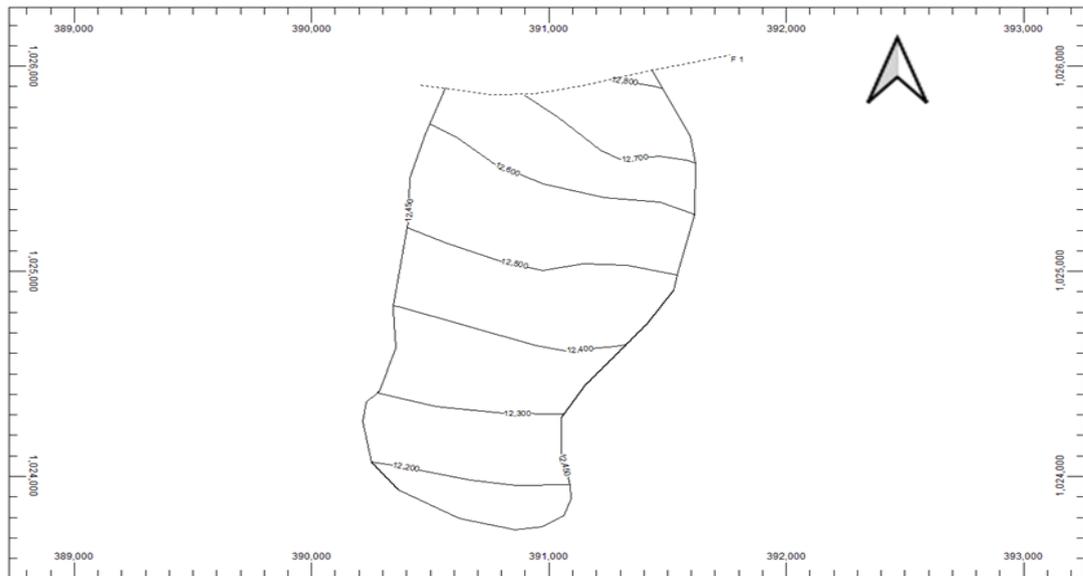


Figura 123. Importación del mapa estructural del Yacimiento R4L,I A 323 en CMG

Una vez definidas las dimensiones del mapa, se construyó el mallado del modelo con sistemas de grids de punto distribuido (*Corner Point*), ajustando los puntos de interés.

El número de bloques del mallado se ajustó a la dimensión del yacimiento, con bloques de (80, 35, 4) respectivamente en (i, j, k) para un total de 2160 bloques en la dirección i, 1,540 bloques en la dirección j (Figura 124).

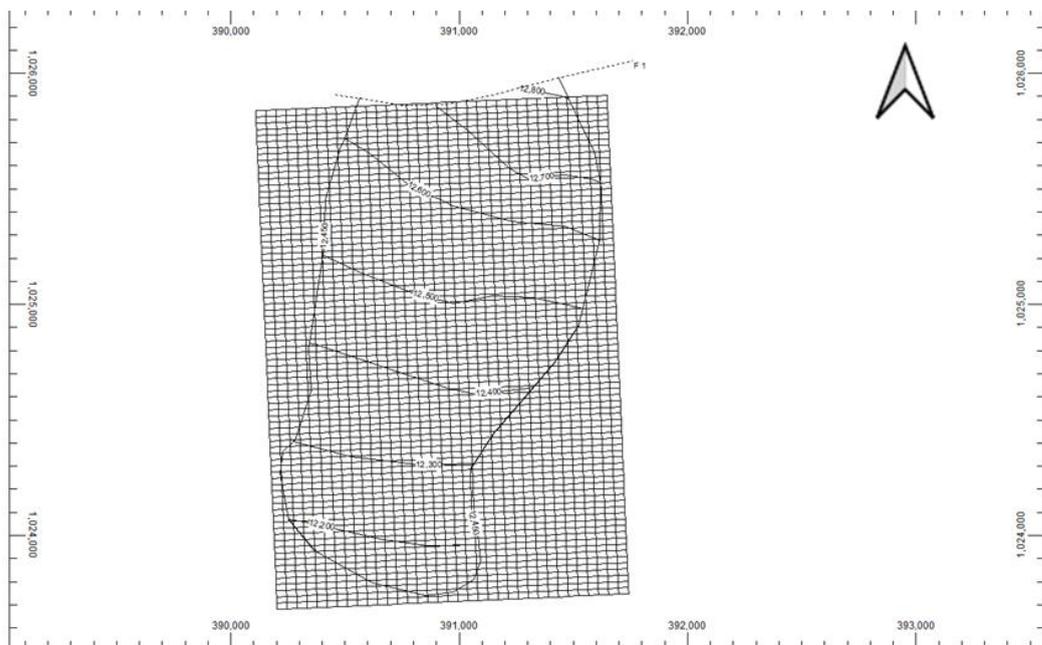


Figura 124. Ajuste del mallado para el yacimiento R4L,I A 323

Posteriormente, se procedió a definir las propiedades del yacimiento; a saber:

espesores, porosidad y permeabilidad (Figuras 125, 126, 127), según propiedades obtenidas de los sumarios petrofísicos y mapas creados mediante técnicas geoestadísticas.

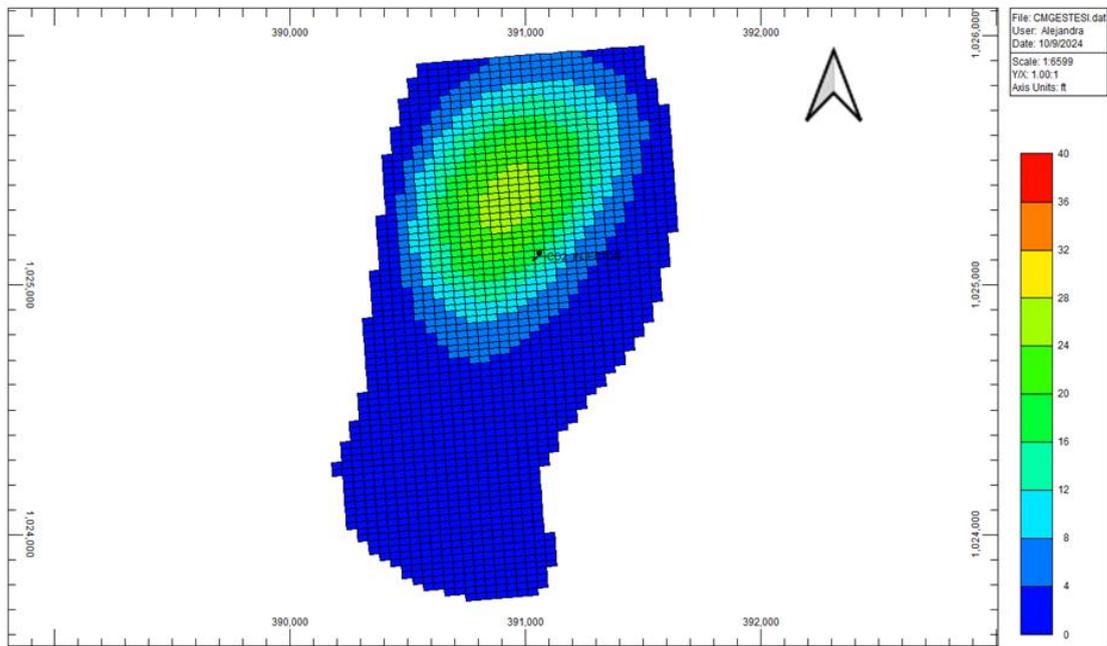


Figura 125. Importación del mapa de espesores del yacimiento R4L,I A 323

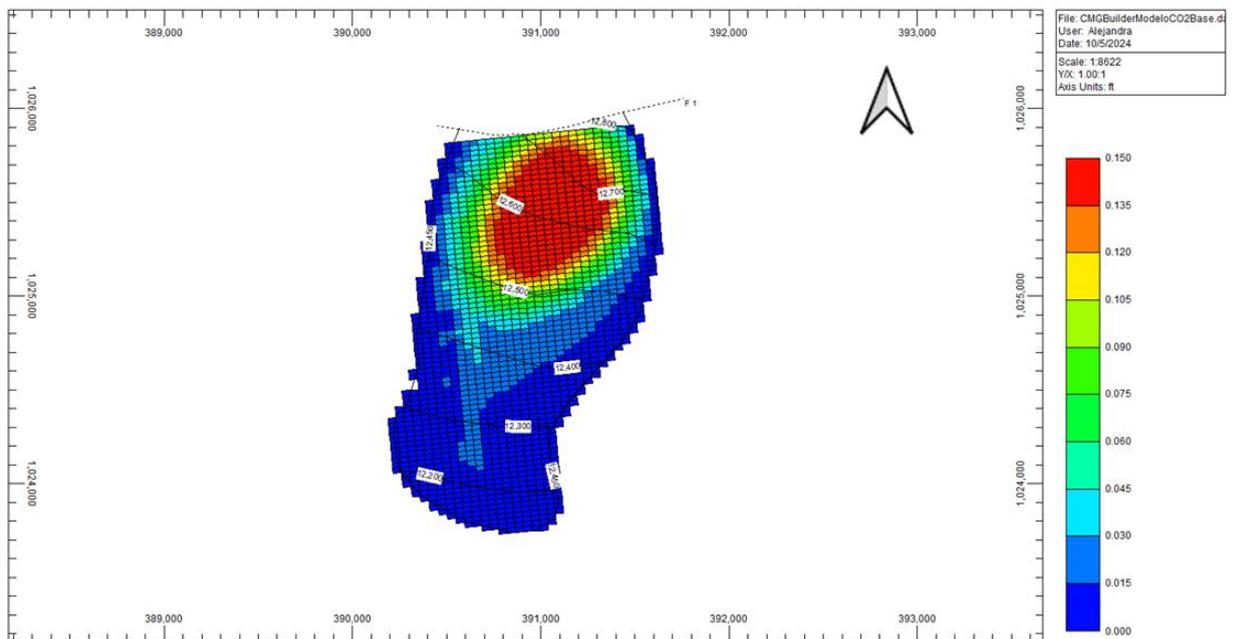


Figura 126. Importación del mapa de porosidad del yacimiento R4L,I A 323

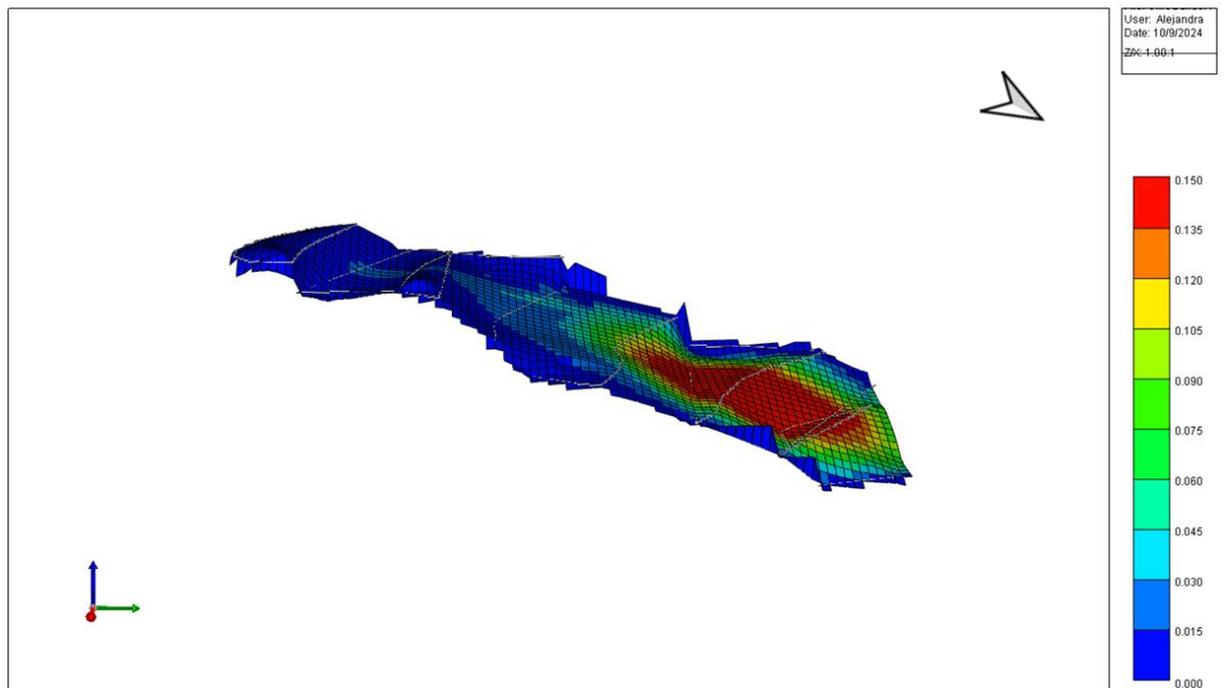


Figura 127. Yacimiento R4L,I A 323 en 3D, representando la estructura base de un homoclininal

Para el cálculo de la permeabilidad horizontal, se utilizó la Ecuación 20 descrita previamente en la metodología, siendo esta la permeabilidad para el flujo en dirección perpendicular a la gravedad. Por el contrario, la permeabilidad vertical es la permeabilidad para el flujo en la dirección alineada con la dirección del campo gravitatorio. Esta puede medirse en el laboratorio o en pruebas de presión transitoria realizadas sobre el área.

Como regla general, se asumió que la permeabilidad vertical es aproximadamente una décima parte de la permeabilidad horizontal (Fanchi, J.R., 2010). Se trata de suposiciones razonables cuando no hay datos que demuestren lo contrario. Esta asunción fue empleada en el modelo (Figura 128).

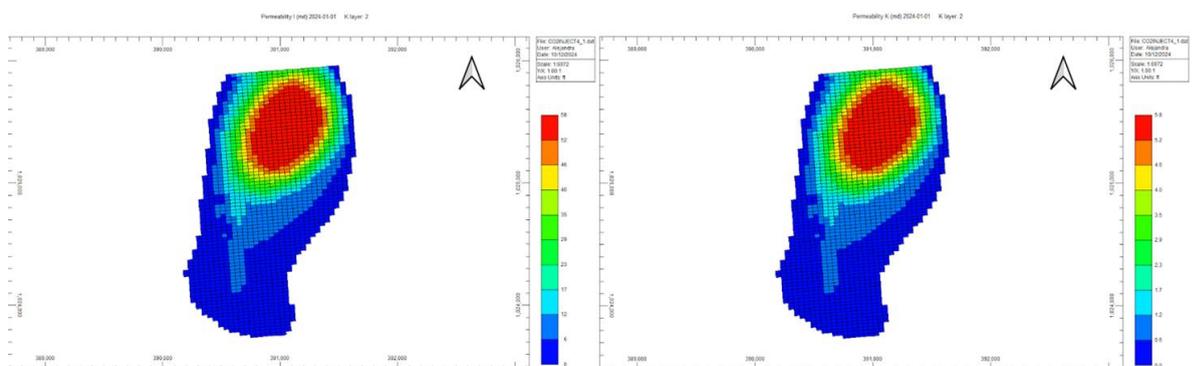


Figura 128. Comparación de permeabilidades horizontales y verticales en el modelo. A la izquierda, la permeabilidad horizontal con una escala que va de 0 a 58 md. A la derecha, la

permeabilidad vertical, con una escala que va de 0 a 5.8 md.

También se cargaron las propiedades correspondientes al sello del yacimiento en el tope de la estructura (Figura 129), donde se observan los valores de porosidad y permeabilidad nula en el sello, al tratarse de un bloque lutítico.

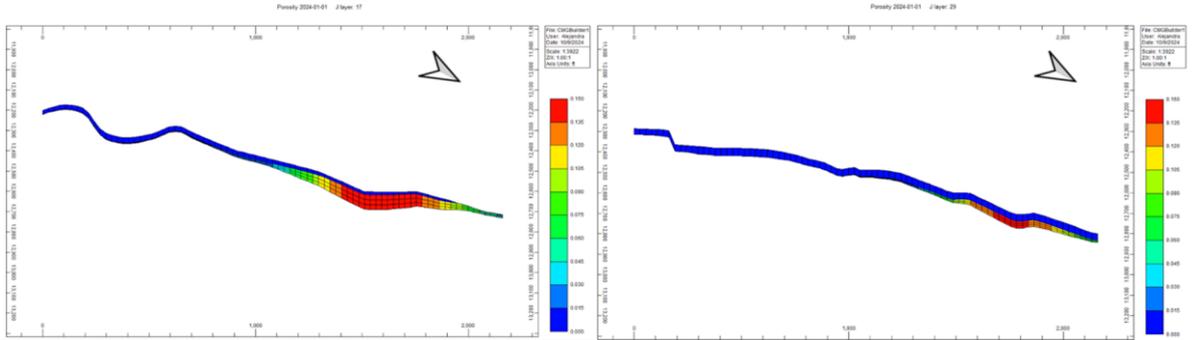


Figura 129. Distribución de porosidad a través de diferentes capas en la vista IK-2D.

5.7.3. Definición de propiedades roca-fluido

Según la Ecuación 21, derivada de la correlación de Newman para el cálculo de la compresibilidad de la roca de formación, se obtuvo un valor de $C_f = 3.66 \times 10^{-6}$.

También se cargaron las curvas de permeabilidad relativa mediante tablas agua-petróleo (Figura 130) y gas-líquido (Figura 131).

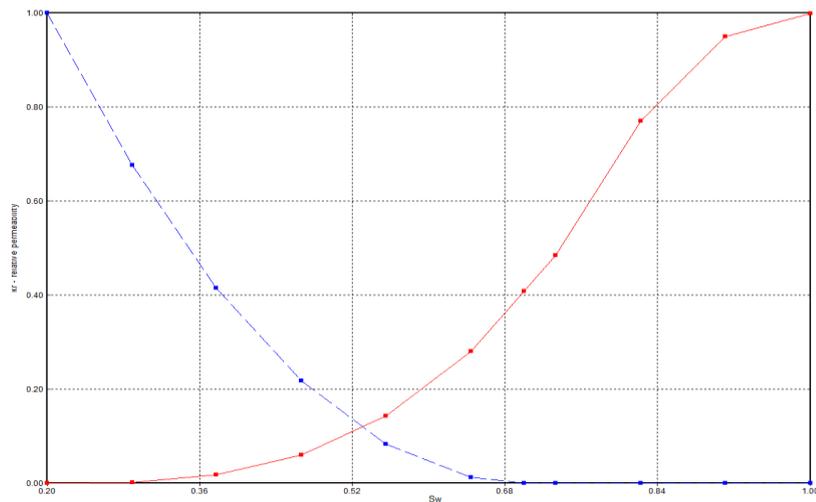


Figura 130. Permeabilidad relativa agua-petróleo. Tomado del pozo C-002

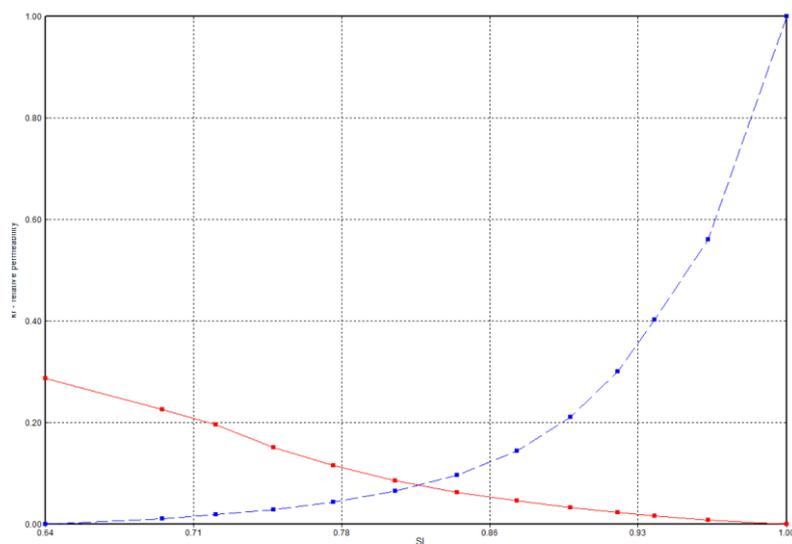


Figura 131. Permeabilidad relativa líquido-gas.Tomado del pozo C-002

5.7.4. Modelo composicional

Los resultados del subsiguiente análisis cromatográfico planteado sobre la muestra recombinada del fluido utilizado en el pozo A-328 para el modelo composicional se muestran en la Tabla 20

Tabla 20. Composición Molar de los fluidos presentes en el yacimiento

Componente	Fluido Producido (Mol %)
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	0
Dióxido de Carbono (CO ₂)	6.14
Nitrógeno (N ₂)	0.03
Metano (CH ₄)	36.1
Etano (C ₂ H ₆)	6.78
Propano (C ₃ H ₈)	5
Iso-Butano (IC ₄)	1,3

Normal-Butano (NC ₄)	2,12
Iso-Pentano (IC ₅)	0,87
Normal-Pentano (N ₅)	0,84
Hexanos (C ₆)	3,2
Heptanos + (C ₇₊)	37,62

Posteriormente, se corrió el modelo composicional para la validación del mismo y se guardó como caso base.

5.7.5. Definición del pozo inyector (PI)

Para este estudio particular, como hipótesis inicial de reutilizar la infraestructura existente, se propone como inyector al pozo A 323, al ser el único con historial de producción en el yacimiento R4L,I A323, quién para efectos de la primera caracterización dinámica, servirá para emular las condiciones del yacimiento (Figura 132).

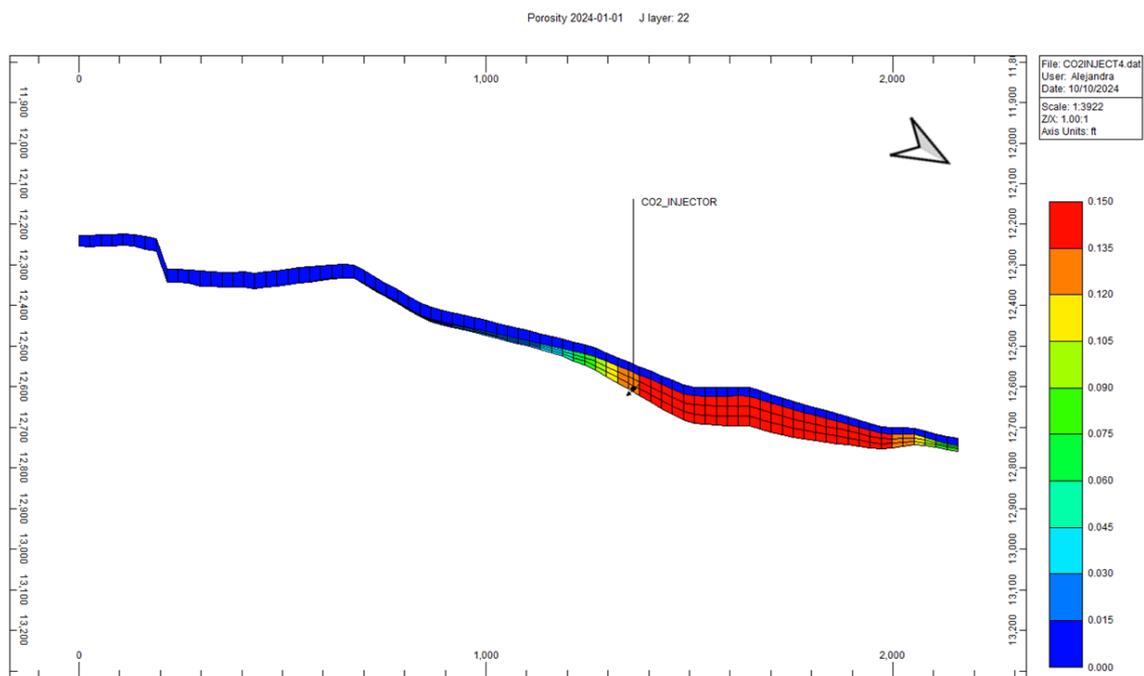


Figura 132. Ubicación del pozo inyector A 323 en el mallado, vista IK-2D.

Una vez definidas sus condiciones de operación (inyector), se procedió a establecer las variables de control para el proceso (Tabla 21). Las fechas de la simulación se proyectaron para un total de 10 años para la inyección de CO₂, luego de un cierre de pozo para observar la migración de la pluma en la estructura hasta los siguientes 20 años, entendiendo que el atrapamiento estructural suele suceder durante los primeros 10 años de inyección (IPCC, 2005).

Una de las limitantes se evidenció en la complejidad del modelo para su corrida, en donde procesar los datos correspondientes al caso base, con 4 procesadores, tomó al menos 5 horas en cada uno de los ensayos de los parámetros.

En el mismo orden de ideas, la tasa de gas en superficie surge como referencia del ejercicio práctico del modelado numérico realizado por *Nunez-Lopez (Gulf Coast Carbon Center, 2013)* en su trabajo titulado “Fundamentos del modelado de flujo de CO₂ en el subsuelo”, mientras que la presión de fondo se referencia de la última prueba fluyente registrada para el pozo A 323 en 2012, reportando un valor de 2.520 psi. A efectos de sensibilidad del modelo, se probó con una presión de fondo ligeramente mayor al último dato registrado.

Tabla 21. Variables de control para la inyección

Variable de Control	Modo límite	Valor
Tasa de gas en superficie	MAX	3550 ft ³ /día
Presión de fondo (BHP)	MAX	2600 psi

Se debe destacar que los cambios de presión inducidos por las operaciones de inyección de CO₂ alteran el estado de los esfuerzos en el área de almacenamiento geológico de carbono. Estos cambios en las condiciones geomecánicas pre, durante y post inyección podrían dar lugar a la formación o reactivación de fracturas que, a su vez, podrían proporcionar vías para la fuga de CO₂ o desencadenar sismicidad inducida. Por estas razones, la modelización geomecánica desempeña un papel fundamental en la evaluación de riesgos del área de almacenamiento de CO₂ para determinar las máximas presiones de

inyección que eviten tales efectos adversos. Los métodos geomecánicos para la estimación de la estabilidad y las máximas presiones de fluidos aplicables para el almacenamiento de CO₂ requieren:

- la determinación de los esfuerzos *in situ*,
- el estudio de la geometría de fallas, y
- la medición de la resistencia de las rocas

Siendo los datos geomecánicos una limitante para el estudio, se plantea una presión de fondo máxima muy cercana al último registro realizado en los niveles de agotamiento, con el objetivo de no comprometer la integridad geomecánica del área.

5.7.6. Corrida del modelo de simulación numérica

Una vez definidos los parámetros de salida, se corrió el modelo en el módulo de *GEM*. Luego del análisis de datos, se abrió el archivo .sr3 en el módulo de visualización de resultados, que simula el atrapamiento estructural de CO₂ en el yacimiento candidato.

En el modelo formulado, se observa como durante los primeros 10 años de inyección la fracción molar global de CO₂ aumenta desde la capa perforada y va migrando lateral y verticalmente en modo de ascenso hacia la zona de la estructura más alta, donde permanece confinada por la roca sello impermeable superior.

La Figura 133 ilustra la distribución molar del CO₂ en el yacimiento previo al inicio del proceso de inyección.

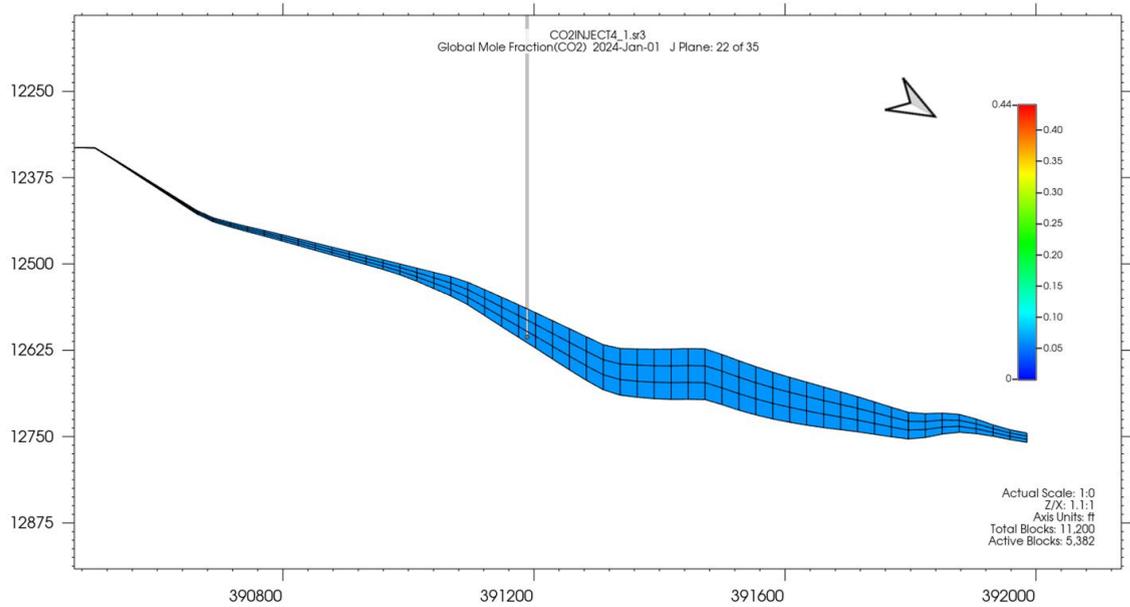


Figura 133. Distribución de la fracción molar global del CO₂ en el yacimiento preinyección

La Figura 134 ilustra la distribución de la fracción molar del CO₂ en el yacimiento luego de 10 años de inyección.

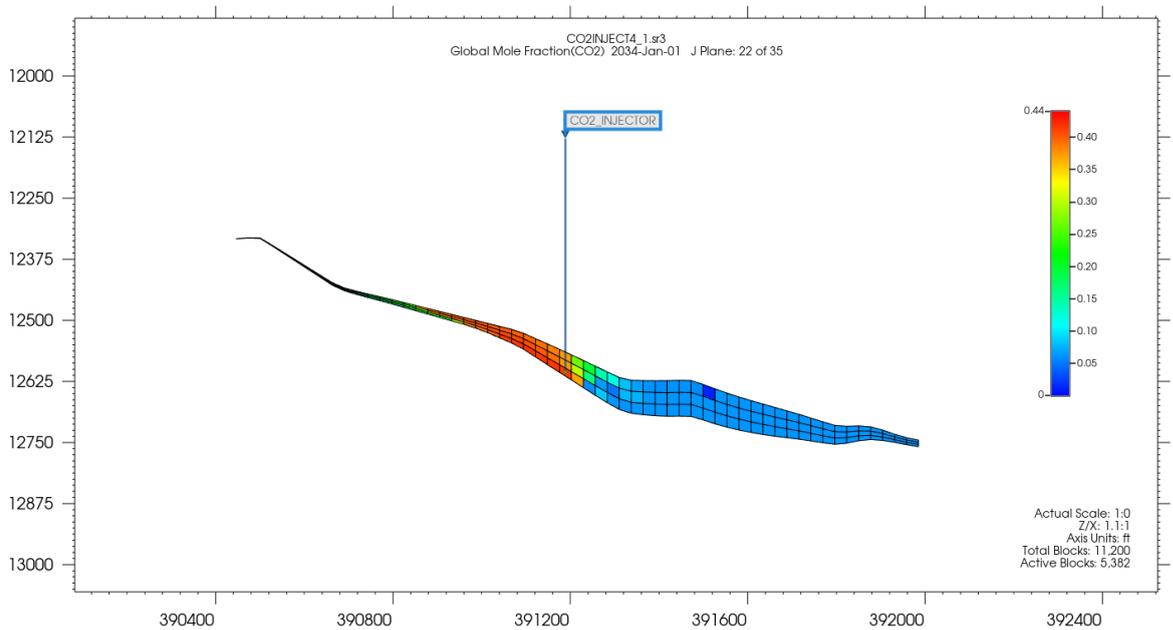


Figura 134. Distribución de la fracción molar del CO₂ en el yacimiento, observando como la mayor concentración se posiciona y migra hacia el tope de la estructura.

La Figura 135 ilustra la distribución de la fracción molar del CO₂ en el yacimiento posterior a la inyección los primeros 10 años, y cómo finaliza luego de 20 años posteriores. Se observa cómo luego de la inyección, la migración del CO₂ continúa lateralmente, disminuyendo la concentración del mismo.

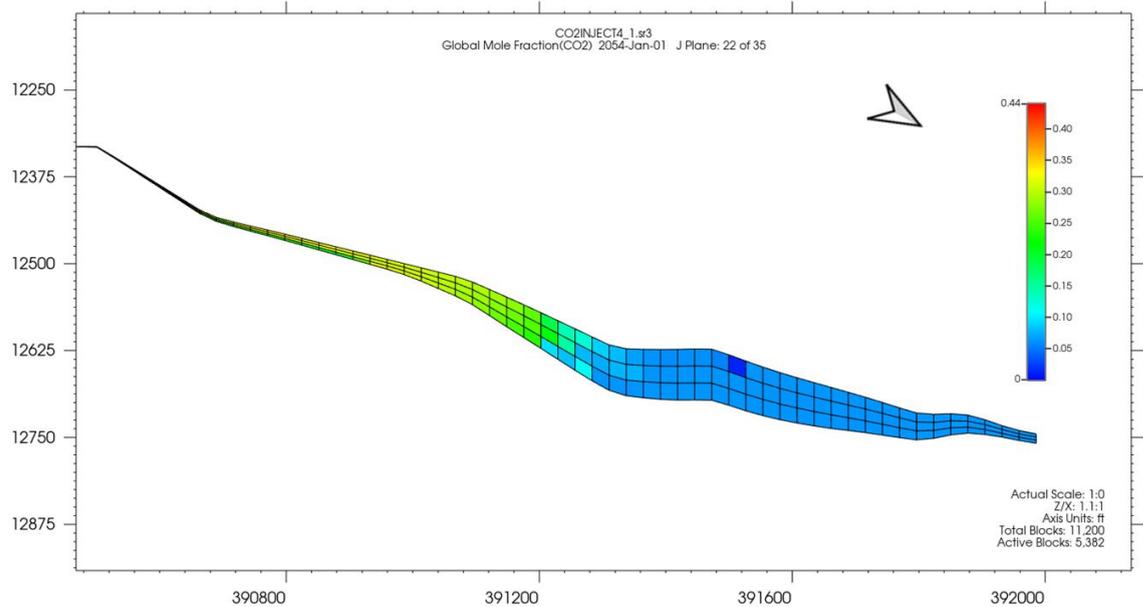


Figura 135. Distribución de la fracción molar del CO₂ en el yacimiento.

Este es un comportamiento típico esperado del atrapamiento estructural en el almacenamiento geológico de CO₂, ya que se produce cuando el CO₂ inyectado asciende dentro de la formación de almacenamiento debido al flujo de fluido causado por el gradiente de presión inducido por la inyección, y debido al flujo impulsado por la flotabilidad causada por las diferencias de densidad entre el CO₂ y los fluidos de la formación. Así, se da lugar a una migración ascendente del CO₂ hasta que alcanza una barrera física que inhibe una mayor migración ascendente.

En este caso, se representa la inyección en un régimen de flujo físicamente restringido, donde la barrera física la constituye la roca sello impermeable superior, impidiendo que el CO₂ salga de la formación de almacenamiento.

En cuanto a la distribución de presiones, la Figura 136 ilustra el aumento de la presión en el yacimiento debido a la adición del CO₂ al sistema. Se observa un aumento ligero, alrededor de 300 psi, atribuido a la tasa de inyección conservadora utilizada para la sensibilidad del modelo.

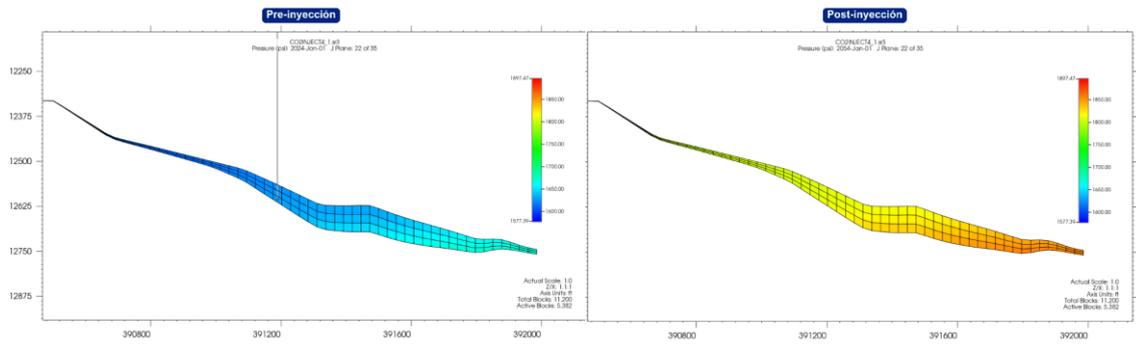


Figura 136. Distribución de presiones en el yacimiento. A la izquierda, escenario pre-inyección; a la derecha, escenario post-inyección.

Con una tasa de inyección de 3550 ft³/día durante 10 años, se ha inyectado un total de 12.957,5 MPCN de gas. En comparación con los 1.190.391 MPCN de producción de gas acumulado en el yacimiento, se comprende el motivo del bajo incremento.

La Figura 137 ejemplifica el incremento del gas acumulado en el yacimiento y de la presión, producto de la inyección de CO₂ en el sistema. Luego de que se cierra el pozo inyector, el gas en el sistema permanece constante y confinado, al igual que la presión permanece constante.

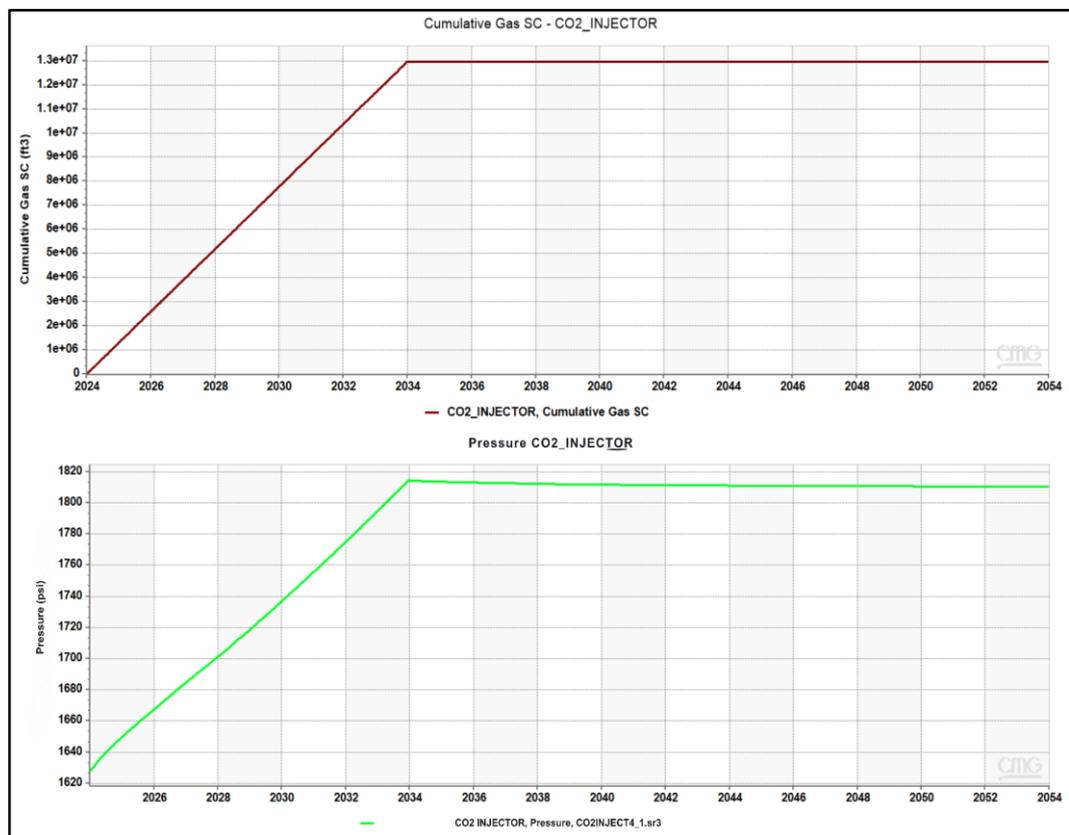


Figura 137. Incremento del gas acumulado en el yacimiento y de la presión, producto de la inyección de CO₂ en el sistema.

5.8. Elaboración de la Matriz de Riesgo

La fuga de CO₂ es el principal riesgo para un proyecto de almacenamiento. Los peligros generalmente no causan daño porque se mantienen bajo control. Sin embargo, un incidente inicial, que es el suceso principal y se muestra en el centro del diagrama de corbata, ocurrirá si se pierde el control del peligro. El principal evento en el proyecto de almacenamiento de CO₂ en el Campo Zapatos es el movimiento de CO₂ fuera de los límites del complejo de almacenamiento.

De esta manera, las causas (también denominadas «amenazas») ilustran las distintas formas en que podría liberarse el peligro, es decir, qué podría causar la pérdida de control del peligro. Ejemplos de causas que podrían provocar el movimiento de CO₂ fuera del complejo de almacenamiento incluyen, pero no se limitan a, fugas a través de fallas o fracturas existentes que atraviesan el sello primario y secundario, esfuerzos inducidos por la inyección que provoca nuevas fallas o fracturas, o la reactivación de fallas o fracturas existentes, y el flujo de CO₂ a través de pozos abandonados.

Una vez que se pierde el control y se produce el suceso superior, puede haber varias formas de que el suceso se desarrolle hasta la consecuencia final. Cada consecuencia provocará un daño específico, es decir, la gravedad del impacto.

Existen barreras que pueden prevenir la liberación del peligro (es decir, prevenir la amenaza que conduce al evento superior). Estas barreras se muestran en la parte izquierda del diagrama de corbata y pueden ser elementos de equipamiento o medidas adoptadas de acuerdo con la formación y los procedimientos. También incluyen barreras naturales como formaciones y/o estratos impermeables. Ningún control puede ser eficaz al 100 %, por lo que si las medidas preventivas no consiguen mantener el control y se produce el suceso superior, se aplican otras medidas de mitigación para interrumpir el desarrollo del suceso y limitar sus consecuencias o recuperarse de ellas.

5.8.1 Proyectos anteriores de CCS y aprendizajes

Como base referencial, los proyectos anteriores de CCS permitieron analizar e ilustrar las repercusiones negativas y positivas de los imprevistos causados por la inyección de fluidos en el subsuelo, cuyo objetivo fue obtener un panorama global

del proceso de inyección de CO₂ para el CCS y así realizar la evaluación de riesgos, tal como se explicó en el capítulo I (1.7.1). Se pudo evidenciar que al no prever los riesgos en un proyecto de CCS, algunas de las potenciales consecuencias asociadas son: sismicidad inducida, identificación errónea de un depósito de almacenamiento, migración de fluidos en una dirección imprevista, fluidos inyectados que migran fuera del sistema de confinamiento previsto y subestimación de la heterogeneidad del yacimiento.

5.8.2. Análisis de sensibilidad para la identificación de riesgos

Para el nivel estratigráfico de Oficina R, subnivel R4L,I, el status de yacimientos de petróleo y gas, así como pozos adyacentes se muestra a continuación (Tablas 22 y 23):

Tabla 22. Estatus de yacimientos adyacentes en el subnivel R4L,I

Nivel	Yacimiento	Campo	Pozo	EDO_MEM	CATEGORÍA
R	R4L,I A 301	ZAPATOS	A 301	AW: Abandonado por alta RAP	5
R	R4L,I A 305	ZAPATOS	A 305	AW: Abandonado por alta RAP	3
R	R4L,I A 342	ZAPATOS	A 320	AW: Abandonado por alta RAP	5
R	R4L,I A 342	ZAPATOS	A 322	AW: Abandonado por alta RAP	3
R	R4L,I A 323	ZAPATOS	A 323	ED: Encontrado inactivo (dead)	3
R	R4L,I A 324	ZAPATOS	A 324	ER: Esperando reparación mayor del subsuelo	3
R	R4L,I A 342	ZAPATOS	A 342	AO: Abandonado por otras causas	9

Tabla 23. Estatus de pozos en el yacimiento R4L,I

POZO	EDO_MEM	DESCRIPCIÓN
A 334	AG	Abandonado por alta RGP
A 330	AE	Abandonado por razones económicas
A 339	WO	Trabajando (esperando reparaciones mayores)
A 318	EZ	Aislada selectiva con manga o equipo apropiado
A 323	ED	Encontrado inactivo (DEAD)
A 340	AA	Esperando abandono

Como se observa en las Tablas 22 y 23, una significativa cantidad de infraestructura se encuentra en condiciones de abandono, con fechas de completación original que datan desde 1959, poniendo en duda la integridad y viabilidad para el proyecto en específico.

A continuación se describen las amenazas identificadas y las consecuencias analizadas mediante un análisis de sensibilidad de riesgos utilizando el método de la corbata para el yacimiento seleccionado, luego de un estudio y recopilación bibliográfica de parámetros de riesgo evaluados de proyectos de almacenamiento de carbono. Fueron clasificados en 5 categorías diferentes (Figura 138):

1. Entorno del pozo
2. Esfuerzos / fracturas en el sistema de confinamiento
3. Parámetros geológicos
4. Reacción mineralógica de componentes
5. Esfuerzos en la inyección de fluidos

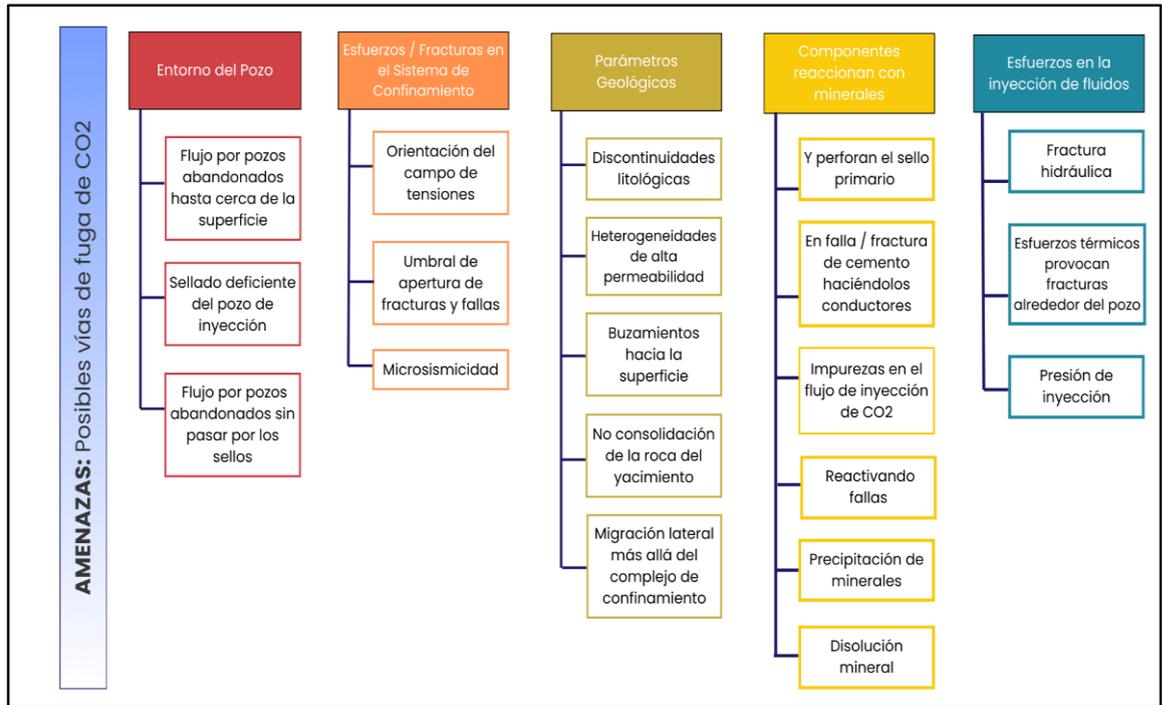


Figura 138. Representación esquemática de la evaluación de riesgos del método corbata para el confinamiento del CO₂ en el Campo Zapatos. Esquema realizado con la información de Tucker, O (2017).

Posteriormente, se procedió a conjugar la relación entre amenazas identificadas, consecuencias proyectadas y las respectivas barreras para el control de prevención y mitigación de los riesgos, bajo la estructura del diagrama de Corbatin o *Bow-Tie* (Figura 139).

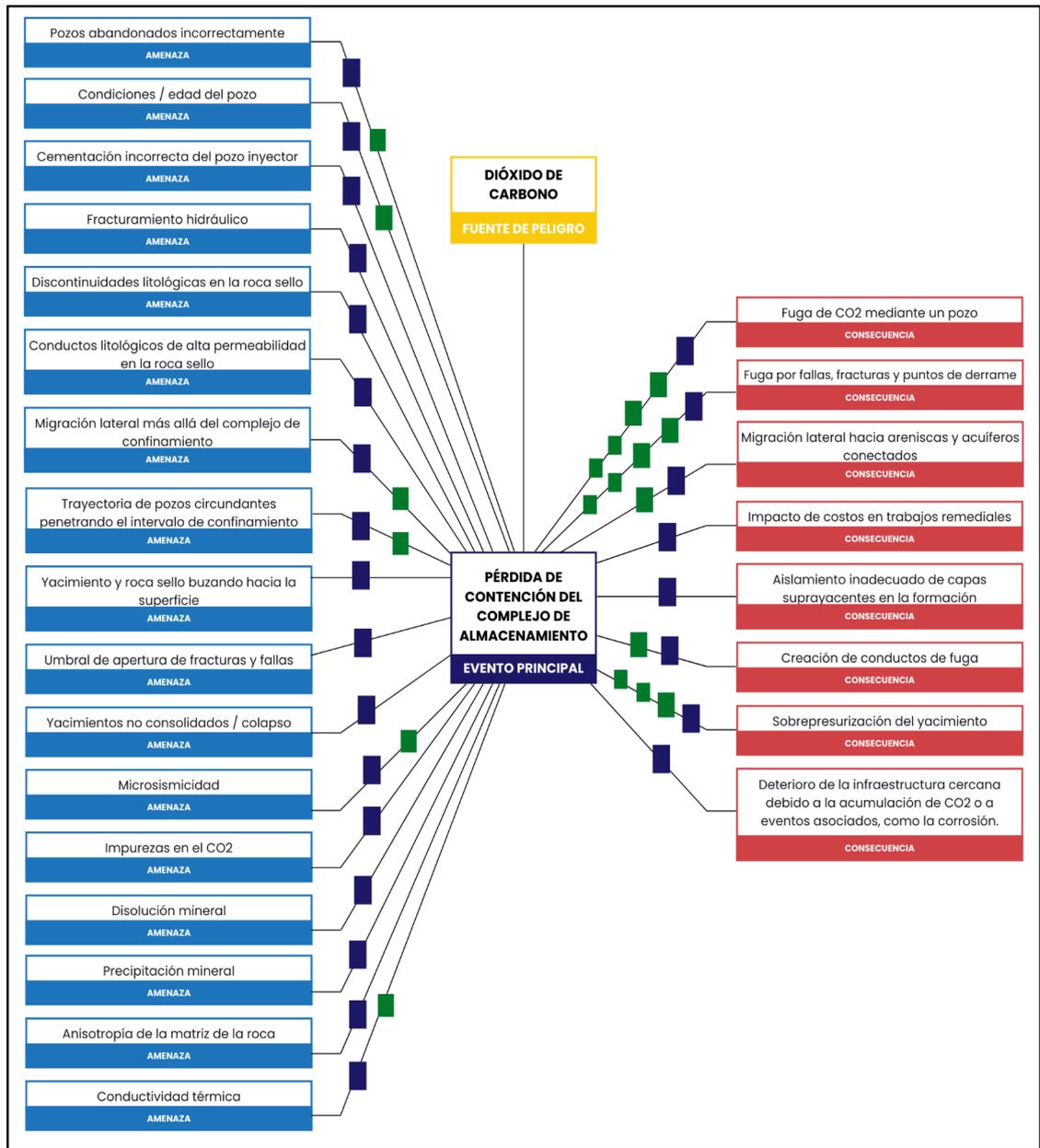


Figura 139. Esquema de análisis del diagrama de corbata para el campo Zapatos, yacimiento R4L,I A323. Se muestra una vista completa desarrollada para dar una idea del análisis global y del número de barreras de prevención y mitigación identificadas.

A continuación, se describen las barreras preventivas y de mitigación estructuradas para cada amenaza y consecuencia derivada del análisis de sensibilidad mediante el método de corbata (Tablas 24 y 25).

Tabla 24. Barreras Preventivas establecidas para las amenazas identificadas en el diagrama de corbata para el proyecto de almacenamiento de CO₂ en el campo Zapatos

Riesgo	Barrera de prevención
Pozos abandonados incorrectamente	Análisis de integridad de cemento, pruebas de presión y registros en toda el área de interés; evaluación del volumen de pozos en la zona de confinamiento para análisis de riesgos.
Condiciones / edad del pozo	Análisis de la infraestructura de pozos; re-evaluación de condiciones de tubería.
Cementación incorrecta del pozo inyector	Análisis de integridad de cemento, pruebas de presión y registros.
Fracturamiento hidráulico	Análisis geomecánico de núcleos representativos de la roca sello y del yacimiento (evaluación geomecánica y pruebas de integridad de presión).
Discontinuidades litológicas en la roca sello	Estudio de modelos análogos del sistema de la configuración de la roca sello, realizando una identificación de la continuidad en diversas escalas: sísmica, correlación estratigráfica entre pozos y en registros de pozos.
Estratos permeables conductores con distinta litología contenidos en la roca sello	Estudio de modelos análogos del sistema de la configuración de la roca sello, realizando una identificación de la continuidad en diversas escalas: sísmica, correlación estratigráfica entre pozos y en registros de pozos para identificar cualquier litología de alta permeabilidad dentro de la roca sello.
Migración lateral más allá del complejo de confinamiento	Análisis exhaustivo de los límites del sistema de confinamiento; utilizar modelos de simulación dinámica para evaluar diferentes escenarios de migración.
Trayectoria de pozos circundantes penetrando el intervalo de confinamiento	Inventario exhaustivo de todos los pozos circundantes en el área y evaluar su estado y trayectorias; realizar análisis de riesgo para identificar pozos que podrían comprometer el confinamiento del CO ₂ , incluyendo la evaluación de su sellado.
Yacimiento y roca sello buzando hacia la superficie	Evaluación del modelo estructural del sistema de almacenamiento con la finalidad de evaluar los tipos de plegamientos presentes a partir de

	correlación sísmica y correlación estratigráficas entre pozos para evaluar si el sello y el yacimiento buzan o no hacia la superficie.
Umbral de reactivación de fracturas y fallas	Identificación cartográfica y sísmica detallada de las fracturas de la roca sello y formación a partir de datos sísmicos; determinación de los esfuerzos in situ, el estudio de la geometría de fallas, y la medición de la resistencia de las rocas.
Orientación de los campos de esfuerzos	Identificación del campo de esfuerzos del área de almacenamiento.
Yacimientos no consolidados / colapso	Análisis geomecánico de núcleos en el pozo inyector y de muestras representativas de la roca sello.
Microsismicidad	Realizar estudios para evaluar la susceptibilidad a la microsismicidad en la zona, considerando la historial sísmico, cercanía a falla, regular las tasas y presiones de inyección de CO ₂ para evitar condiciones que puedan inducir actividad sísmica.
Impurezas en el CO ₂	Caracterización composicional del CO ₂ de inyección post-captura y preinyección.
Disolución mineral	Análisis detallado de la mineralogía de la roca sello a partir de pruebas de núcleos, sesiones finas, análisis de DRX.
Precipitación mineral	Realizar estudios geoquímicos detallados para comprender las reacciones potenciales entre el CO ₂ , el agua de formación y los minerales presentes en la roca yacimiento.
Anisotropía de la matriz de roca	Mediciones horizontales y verticales de la permeabilidad a partir de núcleos representativos de la roca sello.
Conductividad térmica	Registro detallado del gradiente geotérmico de la formación; mediciones de la conductividad térmica de la roca sello a partir de núcleos de fondo de pozo y representativos de la roca sello bajo las temperaturas y presiones del yacimiento.

Tabla 25. Barreras de Mitigación establecidas para las amenazas identificadas en el diagrama de corbata para el proyecto de almacenamiento de CO₂ en el campo Zapatos

Barrera de mitigación	Consecuencia
<p>Monitoreo; trazadores inducidos y naturales para rastrear fugas; reparación de pozos de inyección con fugas mediante técnicas estándar de recompletación de pozos (como la sustitución de la tubería de inyección y las empacaduras); taponar y abandonar los pozos de inyección que no puedan repararse con los métodos anteriores; detener los reventones de pozos de inyección o abandonados con técnicas estándar para «matar» un pozo, como la inyección de un lodo pesado en el revestimiento del pozo.</p>	<p>Fuga de CO₂ mediante un pozo</p>
<p>Reducir la presión de inyección inyectando a menor velocidad o a través de más pozos (Buschbach y Bond, 1974); interceptar la fuga con pozos de extracción en las proximidades de la fuga; crear una barrera hidráulica aumentando la presión del yacimiento aguas arriba de la fuga; detener la inyección para estabilizar el proyecto; detener la inyección, extraer el CO₂ del depósito de almacenamiento y reinyectar en una estructura de almacenamiento más adecuada.</p>	<p>Fugas por fallas, fracturas y puntos de derrame</p>
<p>Monitoreo; modelo dinámico para evaluar posibles vías de fuga.</p>	<p>Migración lateral hacia areniscas y acuíferos conectados</p>
<p>Monitoreo preventivo.</p>	<p>Impacto de costos en trabajos remediales</p>
<p>Evaluación y pruebas de integridad de cemento para pozos abandonados.</p>	<p>Aislamiento inadecuado de capas suprayacentes en la formación</p>
<p>Monitoreo, perfiles sísmicos verticales e imágenes sísmicas entre pozos para detectar fugas a través de fallas y fracturas.</p>	<p>Creación de conductos de fuga</p>
<p>Monitoreo sísmico pasivo para identificar las vías de migración del CO₂; monitorear la actividad sísmica en tiempo real y detectar eventos microsísmicos; bajar la presión del yacimiento extrayendo agua u otros fluidos de la estructura de almacenamiento; disminuir la presión del yacimiento creando una vía de acceso a nuevos niveles del área de almacenamiento;</p>	<p>Sobrepresurización del yacimiento</p>
<p>Monitoreo, mantenimiento preventivo.</p>	<p>Deterioro de la infraestructura cercana debido a la acumulación de CO₂ o a eventos asociados, como la corrosión.</p>

5.8.3. Implicaciones del Monitoreo en el proyecto de CCS

La evaluación de riesgos en un proyecto de CCS es fundamental para la consecución exitosa de los objetivos planteados, con márgenes de eficiencia y seguridad. El monitoreo del almacenamiento geológico de CO₂ tiene por objeto detectar la evolución de la pluma de CO₂ dentro y, posiblemente, fuera del yacimiento. Así mismo, cada proyecto de CCS debe contar con un programa específico de seguimiento y verificación de medidas, que consiste en un conjunto de medidas directas e indirectas para garantizar la conformidad y la contención. A saber:

- Contención: implica la seguridad actual del almacenamiento de CO₂ mediante la verificación de la contención geológica, la integridad de los pozos y la ausencia de efectos medioambientales fuera del complejo de almacenamiento. De esta manera, mediante la detección de señales de alerta temprana de cualquier pérdida inesperada de contención activar, en caso necesario, salvaguardias adicionales para prevenir o remediar cualquier impacto medioambiental significativo.
- Conformidad: la presión y la acumulación de CO₂ en el interior del área de almacenamiento deben ser coherentes con las previsiones basadas en modelos y, en caso necesario, se deben calibrar y actualizar estos modelos, evaluar y adaptar la inyección y la supervisión para optimizar el rendimiento del almacenamiento.

Por este motivo, el monitoreo será la principal medida de mitigación para los riesgos identificados.

5.8.4. Elaboración de Matriz de Riesgos para el Yacimiento R4L,I A

323

Una vez definidos los riesgos principales y el impacto derivado con la definición de las consecuencias (y los métodos de prevención y mitigación para hacer de los riesgos del desarrollo del proyecto tan bajos como sea razonablemente posible), se procede a clasificar cada riesgo dentro de la matriz según la integración de los parámetros de gravedad y probabilidad (Figura 140).

MATRIZ DE RIESGO PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂

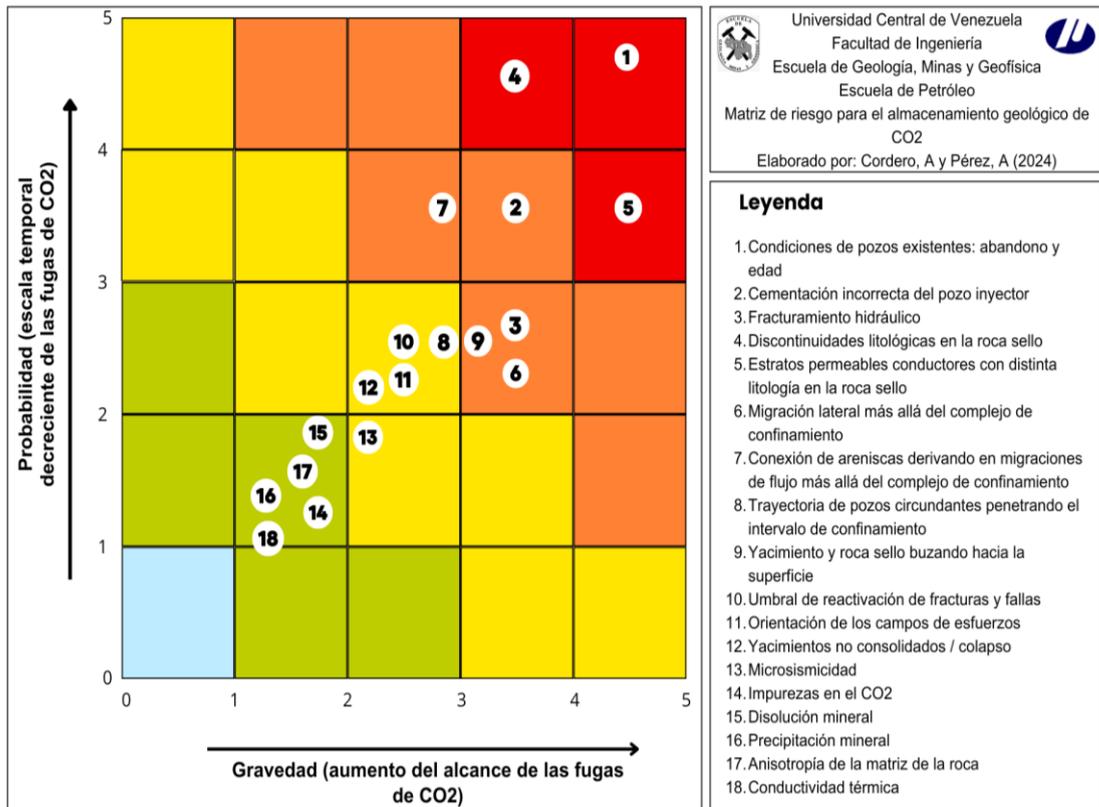


Figura 140. Matriz de riesgo para almacenamiento geológico de CO₂

La estructura de la matriz define como riesgo principal las condiciones de pozo existentes, con intensa gravedad y alta probabilidad dado el historial del yacimiento seleccionado (con un significativo volumen de pozos y la antigua edad de los mismos en los yacimientos del nivel R4L,I); así como la evaluación de integridad de cementos de pozos circundantes y del propio pozo inyector.

Para el yacimiento R4L,I A 323 del Campo Zapatos, otro de los riesgos significativos corresponde a que el proyecto se basó en un sello identificado al nivel superior de la arenisca R4L,I, al asumir su naturaleza lutítica como roca sello primaria. Debido a la limitación de no poseer núcleo en el sello, en este sentido es factible interpretar la posible presencia de intercalaciones de estratos permeables conductores con distinta litología (como areniscas limosas o de grano fino).

Finalmente, los riesgos por fracturamiento hidráulico se hacen evidentes ante la carencia de datos y estudios geomecánicos para la modelización de esfuerzos mínimos y máximos en el modelo estático y para la presión de fractura y de inyección máxima.

CONCLUSIONES

- La metodología implementada pudo cumplirse a cabalidad para seleccionar el yacimiento piloto R4L,I A 323 representando el mejor modelo posible en función de los datos existentes.
- El desarrollo de una metodología no convencional integrada mediante regresiones simples y redes neuronales surgieron como necesidad para obtener la porosidad en el Campo Zapatos, representando el 69,29% para un total de 116 pozos, y su contraparte convencional en 30,7%. La alternativa desarrollada permitió optimizar y pronosticar potencialmente datos faltantes del modelo estático que, de otra manera, no hubieran sido posibles de caracterizar. Para el yacimiento R4L,I A 323 7 pozos de un total de 9 fueron caracterizados mediante la metodología no convencional para el modelo de porosidad, representando un 71.5% de los datos obtenidos.
- La caracterización petrofísica constituyó una herramienta fundamental para la obtención de los parámetros estáticos necesarios en la evaluación de selección del yacimiento potencial. Con una porosidad de 12,6 %, una permeabilidad de 58 mD y un nivel de agotamiento de 87,4%, se validó la metodología implementada para la selección del yacimiento R4L,I A323 como potencial candidato para el almacenamiento de CO₂.
- Los pozos abandonados constituyen la fuente más probable y de mayor gravedad de fugas en el presente estudio, al considerar la densidad de pozos de edad antigua en el área de estudio. Cada pozo profundo a través de la zona de inyección candidata supone una brecha en la zona de confinamiento natural. Por este motivo, el estudio de la integridad de cementos en el área de almacenamiento será fundamental para la prevención de fugas.
- La incertidumbre de la caracterización de la roca sello local correspondiente a las incongruencias de las parasecuencias contenidas en el nivel estratigráfico R, debido a la falta de existencia de núcleos en la roca sello, se debe derivar en una revisión de las parasecuencias de menor orden para evaluar la zona como una única unidad para el almacenamiento de CCS que contemple los yacimientos ubicados en la zona regresiva del ciclo de Oficina n°1 (Fs_OFIC_R4L hasta (Fs_OFIC_R0) confinados por un sello regional de rango mayor denominado

Fs_OFIC_P.

- Los límites del yacimiento seleccionado deben ser estudiados a fondo debido a los análisis no concluyentes correspondientes a la posible interconexión de areniscas de 3er ciclo y tomando como evidencia la producción conjunta de los niveles U1L, TL, S3U y R4L,I en el pozo inyector propuesto, en donde pudo inferirse una conificación de agua proveniente de niveles inferiores. La importancia de este estudio radica en aislar selectivamente otras areniscas inferiores, para evitar la creación de conductos de fuga del CO₂.
- El mecanismo de entrapamiento físico-estructural del CO₂ en el sistema de confinamiento se validó mediante la simulación numérica de la capacidad de inyección en el yacimiento R4L,I A323, demostrando el ascenso vertical y migración lateral de la pluma de CO₂ al tope de la estructura, donde permaneció confinado gracias a la barrera impermeable constituida por la roca sello.
- Los parámetros utilizados en la simulación numérica de inyección de CO₂ fueron conservadores, al no contar con datos duros para establecer la presión de fractura, presión de inyección óptima del sistema y capacidad de almacenamiento.
- A pesar de no contar con sitios de captura de CO₂ en el país, una caracterización general del gas proveniente del venteo en la zona del Distrito Norte de Monagas determinó que las impurezas en el flujo de CO₂ afectan las operaciones de CCS en numerosas formas, desde el diseño y el funcionamiento de las tuberías hasta las posibilidades geológicas y de almacenamiento. Dado que el CO₂ puro se comporta de manera diferente en comparación con el flujo de captura normal, se concluye que las impurezas pueden tener efectos físicos y químicos en el CCS, y ambos pueden impedir que el sistema CCS funcione de forma viable.
- La matriz de evaluación de riesgos implementada en el estudio es una gran herramienta para evaluar e identificar inicialmente amenazas y peligros relacionados con el proyecto. Sin embargo, su limitada capacidad para captar las interdependencias entre riesgos da lugar a una comprensión incompleta del panorama global, al no tener en cuenta los efectos mutuos, interacciones y efectos de cascada entre los riesgos.
- La evaluación de riesgos de fuga a través de fallas y/o fracturas en el modelo

estructural son complejas, difíciles de generalizar y cuantificar. A pesar de que la ubicación y la naturaleza de las fallas principales se conoce bien, la escala y duración potenciales en caso de fuga son inciertas debido a las incertidumbres en la geometría, permeabilidad, transmisividad horizontal y vertical, las vías de acceso a la superficie y los controles dinámicos sobre la fuga potencial de las fallas.

- Para la simulación numérica, la calidad de los datos de entrada determina la calidad de los datos de salida. La incertidumbre asociada a los datos geológicos de entrada (modelo estático) es con seguridad mucho mayor a la diferencia que pueda existir entre los parámetros asumidos y utilizados en el modelo de simulación numérica. Por este motivo, se resalta la relevancia de actualizar y caracterizar a profundidad el modelo estático del área de almacenamiento para el yacimiento R4L,I A323.
- Los riesgos asociados al proyecto de CCS deben ser analizados desde un enfoque multivariable simultáneo. El flujo de trabajo para el seguimiento, revisión y monitoreo debe tener una fuerte retroalimentación en el modelo geológico y la estrategia de inyección. La verificación de la conformidad entre la respuesta esperada del sistema y los datos reales adquiridos durante la monitorización debe guiar la actualización continua del modelo, durante y después de las operaciones.
- Aunque en el país no existan modelos económicos y legales que promuevan la inversión de proyectos en mercados de carbono, estudiar la viabilidad de formular proyectos de CCUS en los yacimientos maduros de petróleo y gas con recuperación mejorada mediante inyección de CO₂ que posteriormente derive en CCS puede ser un modelo de negocio a analizar en el futuro.
- La viabilidad económica de proyectos de CCS en Venezuela aún está en fases iniciales. Aunque el país cuenta con cuencas sedimentarias bien caracterizadas, los proyectos de CCS requieren un análisis de múltiples criterios y, entre ellos, deben contar con un enfoque multidisciplinario como parte de los estudios integrados.
- El potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en Venezuela se evidencia debido a la gran cantidad de yacimientos de petróleo y gas, la gran variedad de crudo mediano y liviano, así como la existencia de propiedades roca-fluido

propicias para el estudio. El desarrollo de los proyectos de CO₂ en el país dependerán de la creación de un marco económico y legal estables, de incentivos fiscales y la participación del sector público y privado para fomentar la creación de mercados de carbono, apalancando la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y contribuyendo a la sostenibilidad del sector de hidrocarburos a mediano y largo plazo.

RECOMENDACIONES

- Complementar el trabajo mediante un cotejo histórico de presiones en la simulación numérica, obteniendo así valores de referencia para las saturaciones residuales en el yacimiento después del vaciamiento y, con ello, información valiosa para el cálculo de la capacidad de almacenamiento. Este estudio derivará en la obtención de una tasa de inyección óptima para la estructura del sistema de confinamiento y así se podrá sacar el máximo provecho a las potencialidades del yacimiento al contar con una mejor caracterización del volumen poroso disponible después del agotamiento.
- Llevar a cabo un estudio mayor en los ciclos estratigráficos de 3er orden para el ciclo n1 de la Formación Oficina, específicamente en el nivel estratigráfico R, a fin de correlacionar la continuidad observada en algunas zonas de los niveles estratigráficos, y así evaluar una posible unificación de los mismos según los parámetros de las unidades de flujo y gradientes de presión.
- Continuar el desarrollo del análisis en el AMO, en el campo Zapatos, específicamente priorizar en el yacimiento L4U A 327 debido a que cumple con los análisis iniciales de agotamiento.
- Complementar la simulación numérica integrando datos de permeabilidad vertical (K_v) para el yacimiento de estudio con el objetivo de obtener resultados más precisos sobre la migración de la pluma de CO_2 .
- Detallar el estudio evaluando el análisis posterior de los mecanismos de entrapamiento por histéresis, residual, y finalmente el entrapamiento geoquímicos (disolución y mineral). En total, al menos un rango de 100 a 200 años debería ser simulado para evaluar la integración y comparación entre los diferentes mecanismos.
- Trabajar en áreas con modelos estáticos actualizados debido a la naturaleza del estudio integrado que representa evaluar la viabilidad de un sitio de almacenamiento de CO_2 , y tomando en consideración el gran alcance que conlleva la caracterización de un área de almacenamiento.
- Realizar un análisis exhaustivo de la integridad de la roca sello, por medio del análisis geomecánico en sellos con un núcleo. Para ello, se recomienda simular y

evaluar el modelo de apertura de fracturas de Barton-Bandis, con el propósito de comprender cómo incidirá en el sistema de confinamiento la apertura de una fractura conductora a través de una falla por tracción, resultado de la presurización durante el proceso de inyección. Así mismo, este estudio podría derivar en la determinación de una presión de inyección óptima del sistema, maximizando la potencialidad del yacimiento seleccionado.

- Implementar mapas de calidad de datos integrados para facilitar la selección inicial de potenciales yacimientos pilotos.
- Utilizar la metodología presentada en este Trabajo de Investigación para identificar potenciales yacimientos para el almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos agotados de petróleo y gas.
- Promover la caracterización de yacimientos para el CCS a fin realizar un atlas geológico de almacenamiento de CO₂ en Venezuela.

REFERENCIAS

- Acuerdo de París sobre el cambio climático. (2015). Obtenido de https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf
- Agartan, E. Figueiredo, M. A., Amaral, P., & Rochedo, P. (2018). *Overview of CO₂ capture and storage policies and regulations in Brazil: Current status and prospects*. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 70, 73-84. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.02.022>
- AIE. (2020). <https://www.iea.org/articles/global-co2-emissions-in-2019>
- Alkan, H., Andersen, M., Bachu, S., Birkholzer, J., Bond, C. E., Celia, M., ... & Vialle, S. (2023). *Geologic carbon storage: Key components*. In M. Mazzotti & G. P. Peters (Eds.), *Geologic Carbon Storage: From Research to Implementation* (Cap. 8). [Informe sobre extracción de dióxido de carbono en Europa](#).
- Al-Siyabi, I. (2013). *Effect of impurities on CO₂ stream properties*. Peletiri P., et al., (2017). *Effects of Impurities on CO₂ Pipeline Performance*, *Chemical Engineering Transactions* 57, 355-360
- Andersen, I. (2022) *Adaptation Gap Report 2022*- UNEP. UN Environment Programme. Revisado en Julio 2023. <https://www.unep.org/resources/adaptation-gap-report-2022>
- Anheden, M. y Andersson, et al. (2005). *CO₂ quality requirement for a system with CO₂ capture, transport and storage*. Recuperado de: 10.1016/B978-008044704-9/50373-6.
- Anzola, H et al., (2018), en la filial de PDVSA INTEVEP, realizaron el informe técnico titulado: *Recuperación Mejorada de Crudo por Inyección de CO₂, bajo condiciones del yacimiento, R4U ZM 312, Campos Zapatos-Mata R*
- Apps, J. (2005). *The Regulatory Climate Governing the Disposal of Liquid Wastes in Deep Geologic Formations: a Paradigm for Regulations for the Subsurface Disposal of CO₂, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO₂ Capture Project, v.2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification*, S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London, pp. 1163–1188.
- Archie (1942). *“The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir*

Characteristics". <https://onepetro.org/TRANS/article/146/01/54/161691/The-Electrical-Resistivity-Log-as-an-Aid-in>

Arias, F. G. (2012). El proyecto de investigación. Recuperado de <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjtz9OLgqmAAxUOVTABHddUAtcQFnoECBkQAQ&url=https%3A%2F%2Fabacoenred.com%2Fwp-content%2Fuploads%2F2019%2F02%2FEI-proyecto-de-investigaci%25C3%25B3n-F.G.-Arias-2012-pdf-1.pdf&usg=AOvVaw15UuMvkgwLX5y5rsAKCKqP &opi=89978449> . PDF en Línea

Askarova, A., Mukhametdinova, A., Markovic, S., Khayrullina, G., Afanasev, P., Popov, E., & Mukhina, E. (2023). *An overview of geological CO₂ sequestration in oil and gas reservoirs*. *Energies*, 16(6), 2821. <https://doi.org/10.3390/en16062821>

Asquith, G., & Krygowski, D. A. (2004). *Basic Well Log Analysis* (The American Association of Petroleum Geologists). AAPG.

Bai Y, Bai Q. (2019) Subsea corrosion and scale. *Subsea Eng Handb*. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00017-8>

Bachu, S. (2000). Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Conversion and Management*. ISSN 0196-8904. Recuperado de: [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(99\)00149-1](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(99)00149-1).

Bachu, S., Adams, J. (2003) Sequestration of CO₂ in Geological Media in Response to Climate Change: Capacity of Deep Saline Aquifer to Sequester CO₂ in Solution. *Energy Conversion and Management*, 44, 3151-3175. Recuperado de: [http://dx.doi.org/10.1016/S0196-8904\(03\)00101-8](http://dx.doi.org/10.1016/S0196-8904(03)00101-8)

Bacon, D., *et al.*, (2009). Simulating geologic co-sequestration of carbon dioxide and hydrogen sulfide in a basalt formation, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Volume 21, 2014, Pag 165-176, ISSN 1750-5836. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.12.012>.

Banchs, R. 2016. Redes Neuronales para la caracterización de yacimientos: del mito a las aplicaciones prácticas. *Revista de ingeniería, Universidad Católica Andrés Bello*, Tekhne 8, pp. 88-98.

Barrito, I y Ojeda M. (2024). Interpretación Estructural y Estratigráfica en Tiempo del área de

Zapatos Mata R. PDVSA INTEVEP (En imprenta)

Baritto I., Ojeda, M. (2024). Modelo Estructural cuadrante Zapatos Mata R. Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo. Reporte interno.

Beck C. (1985). *La chaîne Caraïbe au merideien de Caracas: géologie, tectogenese, place dans l'évolution geodynamique Mesozoique Cenozoique des Caraïbes Meridionales. L'Universite des Sciences et Techniques de Lille*, Tesis de doctorado de estado, 462.

Beicip (2002). Estudio Integrado del Área Zapatos Mata R (Fase I y Fase II). Reporte interno.

Beicip-Franlab PDVSA Gas. (2002). Fase I del Estudio Integrado Zapatos Mata R.

Bell, W. C. (1968b). La evolución geológica del norte de Suramérica: la zona de interacción entre las placas Caribe y Sudamérica. *Boletín de Geología*, 10(19), 3-34.

Bennaceur, K., *et al.*, (2004). *CO₂ capture and storage - A solution within. Oilfield Review*. 16. 44-61.

Benson, S., Cook, P. (2005). *Carbon dioxide capture and storage, 5 Underground geological storage. 5.7 Risk Management, Risk Assessment and Remediation*. 242-252. Recuperado de:

https://www.researchgate.net/publication/284039495_Carbon_dioxide_capture_and_storage_5_Underground_geological_storage

Bjureby, E., *et al.* (2008). The true cost of coal: How people and the planet are paying the price for the world's dirtiest fuel. Recuperado de: <http://www.greenpeace.org/australia/en/what-we-do/climate/resources/reports/the-truecost-of-coal/>

Boehm, S., *et al.*, (2023). *State of Climate Action 2023. World Resources Institute*. <https://doi.org/10.46830/wrirpt.23.00010>

Bossie-Codreanu, D. (2017). Study of N₂ as a mean to improve CO₂ storage safety. *Energy Procedia*, 114, 5479–5499. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1691>

Bradshaw, J., *et al.* (2002). *Australia's CO₂ geological storage potential and matching of emission sources to potential sinks, Energy*, Volume 29, Issues 9–10, 2004, Pages 1623-1631, ISSN 0360-5442. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.03.064>.

- CABRERA, J. *et al* (2000). Estudio Integrado de Yacimientos área Carisito-Aguasay Central Unidad de explotación liviano mediano, Distrito Anaco.
- Caballero, M. (2010). Estudio geológico para el almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo y gas, ubicados en el área mayor de Anaco y oficina, estado Anzoátegui. Saber UCV. Revisado Julio 15 marzo, 2023. SABER UCV: Estudio geológico para el almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo y gas, ubicados en el área mayor de Anaco y oficina, estado Anzoátegui
- Canadian Discovery Ltd. (2023.) Carbon capture, utilization and storage (CCUS). <https://cdl.canadiandiscovery.com/corporate/products-services/carbon-capture-utilization-and-storage-ccus>
- Carbfix. (2024). *Carbfix: Permanent CO₂ mineral storage solutions*. Recuperado de <https://www.carbfix.com>
- CAPTURE CAPTURE. (s/f). *This Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Special Report provides information for policymakers, scientists and engineers in the field of climate change and reduction of CO emissions. It describes sources, capture, transport, and storage of C). Geological Sequestration of CO₂: Is Leakage Unavoidable and Acceptable?. Proceedings of the Sixth International Greenhouse Gas Technologies Conference O*. It also discusses the. Ipcc.ch. Recuperado el 14 de octubre de 2024, de https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport.pdf
- Celia, M., Bachu, S. (2003. 477-482. Recuperado de: 10.1016/B978-008044276-1/50076-3 .
- Cesca, S., Stich, D., Grigoli, F. *et al.*, (2021). Seismicity at the Castor gas reservoir driven by pore pressure diffusion and asperities loading. *Nat Commun* 12, 4783 (2021). <https://doi.org/10.1038/s41467-021-24949-1>
- Chalaturnyk, R. (2003). *Carbon storage – A summary of experience and lessons learned from publicly supported projects*. Recuperado de: <https://albertainnovates.ca/wp-content/uploads/2022/07/CCUS-paper-Carbon-Storage-Chalaturnyk.pdf>
- Chan, K. (1995). Water control diagnostic plots. *Proceedings Of SPE Annual Technical Conference And Exhibition*. Recuperado de: <https://doi.org/10.2523/30775-ms>
- Cinar, Y., Bukhteeva, O., Neal, P. R., Allinson, W. G., & Paterson, L. (2008). CO₂ storage in low permeability formations. *All Days*.

- Climate Watch. (2020). *World Resources Institute*. Revisado Julio del 24, 2023, de <https://www.wri.org/initiatives/climate-watch>
- Coninck, H., Benson, S. (2014). *Carbon Dioxide Capture and Storage: Issues and Prospects. Annual Review of Environment and Resources*. 39. 243-270. Recuperado de: 10.1146/annurev-environ-032112-095222.
- CIEMAT (2007). Almacenamiento Geológico de CO₂. Criterios de Selección de Emplazamientos. CIEMAT. Recuperado de: <https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/Public/38/064/38064879.pdf>
- IEAGHG (2022). *Criteria for depleted reservoirs to be developed for CO₂ storage*. <https://ieaghg.org/publications/criteria-for-depleted-reservoirs-to-be-developed-for-co2-storage/>
- Crolet, J. (1983). *Acid corrosion in wells (CO₂, H₂S): Metallurgical aspects*. *Journal of Petroleum Technology*, August 1983, 1553–1558.
- Cuddy, S. (2022, January 2). *Should petrophysics calculate total or effective porosity?*. LinkedIn.com. <https://www.linkedin.com/pulse/should-petrophysics-calculate-total-effective-porosity-steve-cuddy/>
- Damen, K., et al., (2006). *Health, Safety and Environmental Risks of Underground Co₂ Storage – Overview of Mechanisms and Current Knowledge*. *Climatic Change*. 74. 289-318. 10.1007/s10584-005-0425-9. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/225819443_Health_Safety_and_Environmental_Risks_of_Underground_Co2_Storage_-_Overview_of_Mechanisms_and_Current_Knowledge
- Della Moretta, D., & Craig, J. (2022). *Carbon capture and storage (CCS)*. EPJ web of conferences, 268, 00005. <https://doi.org/10.1051/epjconf/202226800005>
- De Visser, E., et al., (2008). *Dynamics CO₂ quality recommendations*. *Int J Greenh Gas Control* 2(4):478–484. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2008.04.006>
- Di Croce J. (1995). *Eastern Venezuelan Basin: Sequence Stratigraphy and Structural Evolution*, PHD Thesis, Rice University, 225 p.
- DiPietro P., Bickel, J. E., Gerdes K., & Hseuh S. (2012). *Carbon dioxide enhanced oil recovery:*

A prevalent source of anthropogenic CO₂ emissions in the United States. Journal of Cleaner Production, 34, 191-199.

Edlmann, K. (s/f). *Risk assessment in geological storage of CO₂. Uni-goettingen.de. Recuperado de:* https://www.uni-goettingen.de/de/document/download/580cae425b2789bf88303aed8e6d9f3b.pdf/11KatrionaEdlmann_RiskAssesmentInGeologicalStorage.pdf

EDGAR (2023). *European Commission, Joint Research Centre. EDGAR report 2024. Emissions Database for Global Atmospheric Research.* https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2024

EPA (2024). U.S. *Environmental Protection Agency. (2024). Overview of greenhouse gasses. U.S. Environmental Protection Agency. Revisado 23 de Agosto , 2024.* <https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>

Escalona, A., & Mann, P. (2011). *Tectonics, basin subsidence mechanisms, and paleogeography of the Caribbean-South American plate boundary zone. Marine and Petroleum Geology*, 28(1), 8–39. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.01.016>

Feo-Codecido G., Smith Jr. F.D., Aboud N. y Di Giacomo E. (1984). *Basement and Paleozoic Rocks of the Venezuelan Llanos basins, en Bonini W. E., Hargraves R.B. y Shagam*

Forbes, S., *et al.*, (2008). *Guidelines for carbon dioxide capture, transport, and storage. Recuperado de:* <https://www.wri.org/>

Forbes (2023). *Contaminación lumínica en Venezuela* https://www-forbes-com.translate.google/sites/eliasferrerbreda/2023/09/21/europe-to-drop-over-compliance-in-venezuela-over-natural-gas/?x_tr_sl=en&x_tr_tl=es&x_tr_hl=es&x_tr_pto=wapp

Games,J (2023). *An introduction to Statistical learning with aplications in python* vol: 140-168

Garcia, F. (2012). *Estimación técnico económica de la separación de los compuestos de gas licuado de petróleo a partir de gases de quema y/o venteo. Recuperado de:* <http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/2851/1/Trabajo%20Especial%20de%20Grado.pdf>

Garcia, U (2020). *Introducción a las Redes Neuronales Pt. I. Recuperado de:* <https://medium.com/futurelabmx/introducción-a-las-redes-neuronales-pt-i-a73f87933f8e>

García, L. (2017). *Matriz de evaluación integral para propuestas de masificación de tecnologías*

en la faja petrolífera del Orinoco. SABER UCV, 15 February 2017, <http://saber.ucv.ve/handle/10872/14477>

Gasda, S., *et al.*, (2022). *Dynamic estimates of extreme-case CO₂ storage capacity for basin-scale heterogeneous systems under geological uncertainty*. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 116 (103613), 103613. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103613>

Gibson-Poole, C., *et al.*, (2009). *Geological Input to Selection and Evaluation of CO₂ Geosequestration Sites*. Recuperado de: [10.1306/13171230St59227](https://doi.org/10.1306/13171230St59227)

Global CCS Institute. (2022). Consultado Mayo 2023. <https://www.globalccsinstitute.com>

González de Juana C., Iturralde de Arozena J.M. y Picard Cadillat X. (1980). *Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas*, Ediciones Foninves, 1001 p.

Guénan, T. L., Manceau, J.-C., Bouc, O., Rohmer, J., & Ledoux, A. (2011). *GERICO: A database for CO₂ geological storage risk management*. *Energy Procedia*, 4, 4124–4131. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.356>

Harkin, T., Sick, H., Ashton, R. (2017). *Development of a CO₂ specification for a CCS hub network*. *Energy Procedia* 114:6708–6720. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1801>

Hedberg (1947). *Oil fields of Greater Oficina Area, Central Venezuela*. *AAPG Bulletin*, 31(12), 2089-2119. Recuperado de <https://pubs.geoscienceworld.org/aapg/aapgbull/article-abstract/31/12/2089/547267>

Heidarabad, R., & Shin, K. (2024). *Carbon capture and storage in depleted oil and gas reservoirs: The viewpoint of wellbore injectivity*. *Energies*, 17(5), 1201. <https://doi.org/10.3390/en17051201>

Hernández, N (2022). *Venezuela perdió \$18,4 millones diarios en 2022 por gas arrojado a la atmósfera - TalCual*. TalCual. <https://talcualdigital.com/venezuela-perdio-184-millones-diarios-en-2022-por-gas-arrojado-a-la-atmosfera/>

Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, P. (1995). *Metodología de la Investigación* (2da edición). México D.F.: McGraw-Hill.

Hernández, R., *et al.*, (1995). *Metodología de la Investigación*. Sampieri Escuela Superior de

Comercio y Administración. Www.uv.mx. Recuperado de: https://www.uv.mx/personal/cbustamante/files/2011/06/metodologia-de-la-investigaci%C3%83%C2%B3n_sampieri.pdf

Holloway, S. (1996). *An overview of the underground disposal of carbon dioxide*, *Energy Conversion and Management, Volume 38, Supplement*, 1997, Páginas S193-S198. Recuperado de: [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(96\)00268-3](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(96)00268-3).

Horton, B. K., Capaldi, T. N., Mackaman-Lofland, C., Perez, N. D., Bush, M. A., Fuentes, F., & Constenius, K. N. (2022). *Broken foreland basins and the influence of subduction dynamics, tectonic inheritance, and mechanical triggers*. *Earth-Science Reviews*, 234(104193), 104193. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2022.104193>

Hutcheon, I., et al., (2016). *Interactions of CO₂ with formation waters, oil and minerals and CO₂ storage at the Weyburn IEA EOR site, Saskatchewan, Canada*. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 53, 354-370. Recuperado de: doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.08.004>.

IBM. (2023). *Artificial intelligence (AI)*. <https://www.ibm.com/topics/artificial-intelligence>

IPCC. (2021). *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pirani, A., Connors, S.L., Péan, C., Berger, S., ... Zhou, X. (eds.)]. Cambridge University Press. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

Isasi, P., y Galván, I. (2004). *Redes De Neuronas Artificiales. Un Enfoque Practico*. *Pearson Education*.

Jacome, M., Kusniz, N., Audemard, F., Flint., S (2003) *Formation of the Maturín Foreland Basin, eastern Venezuela: Thrust sheet loading or subduction dynamic topography*. *ResearchGate*. Recuperado de <https://www.researchgate.net/publication/248816382>.

Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008). *Chapter 6 Reservoir Description*. *Hydrocarbon Exploration & Production*, 95–171. [https://doi.org/10.1016/s0376-7361\(07\)00006-4](https://doi.org/10.1016/s0376-7361(07)00006-4)

Jenkins, C., Pestman, P., Carragher, P., & Constable, R. (2024). *Long-term risk assessment of subsurface carbon storage: analogues, workflows and quantification*. *Geoenergy*, 2(1). <https://doi.org/10.1144/geoenergy2024-014>

- Johnson, J., *et al.*, (2004). *Reactive Transport Modeling of Cap Rock Integrity During Natural and Engineered CO₂ Storage. Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations. vol. 2.* Recuperado de: 10.1016/B978-008044570-0/50134-3.
- Kaifeng G, (2020). *Julia Language in Machine Learning: Algorithms, Applications, and Open Issues.* <https://dx.doi.org/10.1016/j.cosrev.2020.100254>
- Kaldi, J., Gibson-Poole, C, *et al.*, (2009). *Geological Input to Selection and Evaluation of CO₂ Geosequestration Sites.* Recuperado de: <https://www.semanticscholar.org/paper/Geological-Input-to-Selection-and-Evaluation-of-CO2-Kaldi-Gibson-Poole/69a07f7dd901009c9f1445fc1d0ac58d425621e6>
- Kather, A. (2009). *Effect of impurities on co stream properties.* Core.ac.uk. Recuperado de: <https://core.ac.uk/download/pdf/77035454.pdf>
- Klusman, R. (2003). *Evaluation of leakage potential from a carbon dioxide EOR/sequestration project. Energy Conversion and Management.* 44. 1921-1940. Recuperado de: 10.1016/S0196-8904(02)00226-1
- Kovscek, A. (2002). *Screening criteria for CO₂ storage in oil reservoirs. Petroleum Science and Technology - PET SCI TECHNOL.* 20. 841-866. Recuperado de: 10.1081/LFT-120003717.
- ICOS (2024). *Integrated Carbon Observation System. Sources of greenhouse gases.* ICOS. <https://www.icos-cp.eu/science-and-impact/climate-change/ghgs#toc-sources-of-greenhouse-gases>
- La Rosa, L. (2010). *Valorización del gas natural asociado destinado a la quema y venteo en las instalaciones petroleras del distrito norte de PDVSA, estado Monagas, Venezuela.* Universidad Central de Venezuela. Venezuela.
- Léxico Estratigráfico de Venezuela (LEV) (1997). Caracas. M J editores c.a. Revisado Julio 2023. <http://evirtual.uaslp.mx/ENF/220/Biblioteca/Tamayo%20Tamayo-EI%20proceso%20de>
- Li, M., *et al.*, 2008. *Assessment of CO₂ Storage Potential in Oil Bearing Reservoirs of the Songliao Basin (NZEC WP Reports No. ED 02413). Near Zero Emissions Coal Initiative (NZEC), Cambridge.*

- Li, Q., & Liu, G. (2016). Risk assessment of the geological storage of CO₂: A review. En *Geologic Carbon Sequestration* (pp. 249–284). Springer International Publishing.
- Linares, C (2022). Curso PDVSA INTEVEP cómo correlacionar y establecer facies (consumo interno).
- Linares, C (2024). Modelo estratigráfico equipo de estratigrafía para Zapatos Mata R. PDVSA INTEVEP. Consumo interno (en imprenta)
- Lugo, R. (1991). Cambios paleogeográficos en Venezuela. *Revista de Geología*, 25(2), 123-136.
- Luna-Ortiz, E., *et al.*, (2021). *Impact of Hydrogen as Impurity in the Physical and Transport Properties of CO₂ Streams in CCS/CCUS Transport Systems: A Technical Discussion*. Recuperado de: <https://ssrn.com/abstract=3814810>
- Macellari, C. E. (1995). *Caribbean tectonics and relative plate motions*.
- Marín, Z., De Andrade C., Leonel(2024). Informe fase I. Modelo Petrofísico de las unidades operacionales de los yacimientos pertenecientes a las formaciones Oficina y Merecure, dentro del Campo Mata R, Área Mayor de Oficina (en imprenta)
- Marín, Z (2024). Informe fase II. Modelo Petrofísico de las unidades operacionales de los yacimientos pertenecientes a las formaciones Oficina y Merecure, dentro del Campo Mata R, Área Mayor de Oficina (en imprenta)
- Mata, T. (2023). Ingenieros del renacimiento. Programa de mentorías en línea de VAPA Links.
- McKinsey & Company. (2021). *The world needs to capture, use, and store gigatons of CO₂: Where and how?*. Recuperado de: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-world-needs-to-capture-use-and-store-gigatons-of-co2-where-and-how>
- Medina, J (2014). Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Brazilian Atlas of CO₂ Capture and Geological Storage*. Repositorio PUCRS. [https://repositorio.pucrs.br/dspace/bitstream/10923/12801/2/Brazilian Atlas of CO₂ Capture and Geological Storage.pdf](https://repositorio.pucrs.br/dspace/bitstream/10923/12801/2/Brazilian%20Atlas%20of%20CO2%20Capture%20and%20Geological%20Storage.pdf)
- Méndez, O. (s/f). Clases de Geología del Petróleo Venezuela. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Geología Minas y Geofísica. Escuela de Geología. Cátedra Geología Petrolera. Modalidad Online. Guía de estudio Pensum de Ingeniería Geológica. Noveno semestre. Cátedra impartida Sem- 2021.

- Merrilla, M. (2013). *Depositional environment as an indicator of favorable regional sequestration targets: Examples from the USGS CO2 storage resource assessment*. U.S. Geological Survey.
- Meschede M. & Frish W. (1998). *A plate tectonic model for the Mesozoic and Early Cenozoic history of the Caribbean Plate*, *Tectonophysics*, (V. 296), 269-291
- Meschede y Frisch 1998; James, 2006, James, 2009; Pindell *et al.*, 2006. Gravimetría y tectónica de los márgenes meridional y oriental de la placa Caribe. Academia de Ingeniería y el Hábitat. Recuperado de [\[https://acading.org.ve/wp-content/uploads/2023/02/GRAVIMETRIA_Y_TECTONICA_DE_LOS_MARGENES_MERIDIONAL_Y_ORIENTAL_DE_LA_PLACA_CARIBE.pdf\]](https://acading.org.ve/wp-content/uploads/2023/02/GRAVIMETRIA_Y_TECTONICA_DE_LOS_MARGENES_MERIDIONAL_Y_ORIENTAL_DE_LA_PLACA_CARIBE.pdf)(https://acading.org.ve/wp-content/uploads/2023/02/GRAVIMETRIA_Y_TECTONICA_DE_LOS_MARGENES_MERIDIONAL_Y_ORIENTAL_DE_LA_PLACA_CARIBE.pdf) .
- Metz, B., *et al.*, (2005). *IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage*. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/239877190_IPCC_Special_Report_on_Carbon_dioxide_Capture_and_Storage
- Minsky, M., & Seymour, P. (1969). *A Review of «Perceptrons: An Introduction to Computational Geometry»*. The MIT Press.
- Mohajan, H. (2019). *Acid Rain is a Local Environment Pollution but Global Concern*. 3. 47-55. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/330506420_Acid_Rain_is_a_Local_Environment_Pollution_but_Global_Concern
- Monroy, L. (2019). Reingeniería de un modelo de yacimiento naturalmente fracturado en carbonatos para evaluar el efecto de la inyección de gases como mecanismo de recuperación mejorada y el aumento del factor de recobro. SABER UCV, 10 Julio 2019, <http://saber.ucv.ve/handle/10872/20023> . Accedido 22 Julio 2023.
- Murugan, A.; Brown, R.J.C.; *et al.*, (2020). *Performing Quality Assurance of Carbon Dioxide for Carbon Capture and Storage*. C 2020, 6, 76. <https://doi.org/10.3390/c6040076>
- Murugesu M., Joewondo N., y Prasad M. (2023). *Carbon storage capacity of shale formations:*

Mineral control on CO₂ adsorption. International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 124, 36. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583623000038>

Naseeb, A., Ramadan, A., & Al-Salem, S. M. (2022). *Economic feasibility study of a carbon capture and storage (CCS) integration project in an oil-driven economy: The case of the state of Kuwait. International Journal of Environmental Research and Public Health*, 19(11), 6490. <https://doi.org/10.3390/ijerph19116490>

Neele, F., et al., (2017) *Toolbox of effects of CO₂ impurities on CO₂ transport and storage systems. Energy Procedia* 114:6536–6542. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1789>

Nelms, R., et al., (2004). *Evaluation of Oil Reservoir Characteristics to Assess North Dakota Carbon Dioxide Miscible Flooding Potential. Presented at the 12th Williston Basin Horizontal Well and Petroleum Conference, Minot, North Dakota, 2-4 May.*

Newman GH (1973) *Pore volume compressibility of consolidated, friable and consolidated reservoir rocks under hydrostatic loading. J Petrol Technol* 25:129–134. <https://doi.org/10.2118/3835-PA>

Nicot, J., Solano, S., et al., (2013) *Impact of CO₂ impurities on storage performance and assurance. Recuperado de: https://www.beg.utexas.edu/files/publications/contract-reports/CR2013-Nicot-3.pdf*

Nunez-Lopez, V. (2013). *The Gulf Coast Carbon Center: Developing a Carbon Sequestration Industry in the Gulf Coast Region*

OPEP (2023). La OPEP ve subir el consumo de crudo un 16 % hasta 2045. <https://www.swissinfo.ch/spa/la-opep-ve-subir-el-consumo-de-crudo-un-16-hasta-2045/48873498>

Orihuela, N (2012). *Análisis de la Placa Caribe a partir de modelos integrados de anomalías de campos potenciales. Fundación Garcias Neriz. Revisado 22 Julio 2023.* https://www.fundaciongarciasineriz.es/wp-content/uploads/attachments/xix_a042013_o_rihuela.pdf

Ortega et al., (2022). Informe técnico PDVSA INTEVEP INT-MDS 2022

Ortega, S et al (2024). Identificación y análisis de trazas fósiles del área Zapatos – Mata R

Consideraciones Paleoambientales (en imprenta).

Ortega, S *et al* (2024). Mapa de Facies para el nivel estratigráfico R4. PSVSA INTEVEP. Interprete Rodríguez, I. Consumo interno (en imprenta)

Ortega *et al* (2024). Reportes del modelo sedimentológico para la formación Oficina en el cuadrángulo de Zapatos Mata R área mayor de Oficina (en imprenta)

Palestina y Ramirez (2024). Universidad Nacional Autónoma de México. Material didáctico. UNAM. Recuperado el 29 de octubre de 2024, de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/RepoFi/19022/Material%20didáctico.pdf?sequence=11&isAllowed=y>

Parnaud F., Pascual J.C., Truskowsky I., Gallango O., Pasalacqua H. y Roure F. (1995). *Petroleum geology of the central part of the Eastern Venezuelan Basin*, in Tankard et al., (eds), *Petroleum Basins of South America*, AAPG Memoir 62, 741-756.

Parra, M.; Sánchez, G.; Montilla, I.; Guzmán, O.; Namson, J. y Jácome, M. (2010). *The Monagas Fold-Thrust Belt of Eastern Venezuela. Part I: Structural and Thermal modeling*. Revista Elsevier.

Passalacqua G., Fernández F., Gou, Y & Roure, F (1995). *Crustal architecture and strain partitioning in the eastern Venezuelan ranges*. ResearchGate. https://www.researchgate.net/publication/285105022_Crustal_architecture_and_strain_partitioning_in_the_eastern_Venezuelan_ranges

Pearce, J., *et al.*, (1996). *Natural occurrences as analogues for the geological disposal of carbon dioxide*. *Energy Conversion and Management*, 37(6–8), 1123–1128.

Pearce, J., *et al.*, (2016). *Applied geochemistry reactivity of micas and cap-rock in wet supercritical CO₂ with SO₂ and O₂ at CO₂ storage conditions*. *Appl Geochem* 72:59–76. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2016.06.010>

Pens, M. (2009). Estudio de factibilidad para almacenamiento Geológico de CO₂ en yacimientos agotados ubicados en el campo Santa Rosa – municipio Anaco, estado Anzoátegui” Tesis de Maestría. Universidad Central de Venezuela. SABER UCV: Estudio de factibilidad para almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos agotados ubicados en el campo Santa Rosa Municipio Anaco, estado Anzoátegui

- Perdomo, C (2006). Modelo estático integrado de las arenas U2U, U2L, U3U y U3, del área oeste, del campo melones, aplicando técnicas geoestadísticas. <http://saber.ucv.ve/handle/10872/2524>
- Perry, K. (2005). *Natural gas storage industry experience and technology: Potential application to CO₂ geological storage, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations—Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification*, S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London, pp. 815–826.
- Pindell, J., & Cande, S. (1987). *A plate kinematic framework for models of Caribbean plate motion*. *Geophysical Research Letters*, 22(20), 1-4. <https://doi.org/10.1029/95GL01988>
- Porras, J. (2003). Estratigrafía secuencial del Oligo-Mioceno, bloques Oritupano-Leona Y Mata-Acema, área mayor de Oficina, Cuenca Oriental de Venezuela. Saber UCV. Revisado Julio 24, 2023. <http://saber.ucv.ve/handle/10872/540>
- PNUD, (2023). Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. <https://climatepromise.undp.org/es>. Obtenido de <https://climatepromise.undp.org/es/news-and-stories/que-son-las-NDC-contribuciones-determinadas-nivel-nacional-cambio-climatico>
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). (2023). El Diccionario Climático: Una guía práctica para el cambio climático. Recuperado de <https://climatepromise.undp.org/es/news-and-stories/el-diccionario-climatico-una-guia-practica-para-el-cambio-climatico>
- Purdy, G. (2010). *ISO 31000:2009—Setting a New Standard for Risk Management*. *Risk Analysis*, 30(6), 881-886. Recuperado de: <https://doi.org/10.1111/j.1539-6924.2010.01442.x>
- Razak, A.A., M. Saaid, I., Md. Yusof, M.A. et al., (2023). *Physical and chemical effect of impurities in carbon capture, utilization, and storage*. *J Petrol Explor Prod Technol* 13, 1235–1246 CC by 4.0. Recuperado de: <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01616-3>
- Rackley, S.A., (2017). *Geochemical and biogeochemical features, events, and processes, in: Carbon Capture and Storage*. Elsevier, pp. 365–386. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812041-5.00014-3>

- Rider, M. (2000). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Rider-French Consulting Limited.
- Roberson, G. (1975). *Effect of supercritical carbon dioxide (CO₂) on construction materials*. *Society of Petroleum Engineers Journal*, June 1975, 227–233.
- Rochelle, C., et al., 2004. *The impact of chemical reactions on CO₂ storage in geological formations, a brief review*. In: *Geological Storage of Carbon Dioxide for Emissions Reduction: Technology*, S.J. Baines and R.H. Worden (eds.). *Geological Society Special Publication*, Bath, UK.
- Rojas, A (s/f). Clases de Geología de Venezuela. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Geología Minas y Geofísica. Escuela de Geología. Cátedra Geología de Venezuela. Modalidad Online. Pensum de Ingeniería Geológica 2012. Octavo semestre. Cátedra impartida Sem- 2021.
- Rolon, L., Mohaghegh, S. D., Ameri, S., Gaskari, R., & McDaniel, B. (2009). *Using artificial neural networks to generate synthetic well logs*. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 1, 118-133.
- Rosenblatt, F. (1958). *The Perceptron: A Probabilistic Model for Information Storage and Organization in The Brain*. *Psychological Review*, 65(6), 386-407.
- Sang, Q., Yin, X., Pu, J., Qin, X., Gou, F., & Fang, W. (2024). *Maximizing the capacity and benefit of CO₂ storage in depleted oil reservoirs*. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 14(7), 2183–2197. <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01816-5>
- Schlumberger, (2024). Diccionario de términos energéticos. Recuperado de: <https://glossary.slb.com/es/>
- Scholes, C., et al., (2009). *CO₂ capture from pre-combustion processes—Strategies for membrane gas separation*, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Volume 4, ISSN 1750-5836. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2010.04.001>
- SGM Servicio Geológico Mexicano. (2017). Introducción a los riesgos geológicos. <https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Riesgos-geologicos/Introduccion-riesgos.html>
- Shirley, P., Myles, P. (2019) *Quality guidelines for energy system studies: CO₂ impurity design parameters*. Recuperado de: <https://doi.org/10.2172/1566771>

- SNC-Lavalin Inc. (2004). *Impact of Impurities on CO₂ Capture, Transport and Storage*. In IEA GHG: Vol. Rev 2. Recuperado de: <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/24IPTC/All-24IPTC/IPTC-23428-EA/542488?redirectedFrom=PDF>
- Snæbjörnsdóttir, S. Ó., Wiese, F., Fridriksson, T., Ármannsson, H., Einarsson, G. M., & Gislason, S. R. (2014). *CO₂ storage potential of basaltic rocks in Iceland and the oceanic ridges*. *Energy Procedia*, 63, 4585–4600. doi:10.1016/j.egypro.2014.11.49
- Stenhouse, M., et al., (2009). *Assessing environmental impacts from geological CO₂ storage*. *Energy Procedia*. 1. 1895-1902. Recuperado de: 10.1016/j.egypro.2009.01.247.
- Stevens, S., et al., (2001c). *CO₂ injection and sequestration in depleted oil and gas fields and deep coal seams: worldwide potential and costs*. *Environmental Geosciences*, 8(3), 200–209.
- Streit, J., Hillis, R. (2003). *Building Geomechanical Models for the Safe Underground Storage of Carbon Dioxide in Porous Rock*. Recuperado de: 10.1016/B978-008044276-1/50079-9.
- Stryker, C., y Kavlakoglu, E. (2024). *What is artificial intelligence (AI)?*. Consulta en línea. <https://www.ibm.com/topics/artificial-intelligence>
- Suriano, A. (2022). *CO₂ Injection and Storage in Deep Saline Aquifers: Sensitivities on Model Gridding and Geochemistry*. Recuperado de: <https://webthesis.biblio.polito.it/24330/1/tesi.pdf>
- Tamayo Y Tamayo, M. (2007). *El Proceso de La Investigación Científica; Incluye Glosario Y Manual De Evaluación De Proyectos (4a. Ed.)*. Guadalajara: Limusa. <http://evirtual.uaslp.mx/ENF/220/Biblioteca/Tamayo%20Tamayo-El%20proceso%20de%20la%20investigación%20científica2002.pdf>
- Timur, A. (1969). *Effective Porosity and Permeability of Sandstones Investigated Through Nuclear Magnetic Principles*. *The Log Analyst*, 10(1), 3.
- Tucker, O., Holley, M., Metcalfe, R., & Hurst, S. (2013). *Containment risk management for CO₂ storage in a depleted gas field, UK North Sea*. *Energy Procedia*, 37, 4804–4817. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.390>
- U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory. (2017). *Best practices:*

Site screening, site selection, and site characterization for geologic storage projects (DOE/NETL-2017/1844). U.S. Department of Energy

Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Mariño-Martínez, J. E., Moreno-Reyes, L. E., & Independiente., I. G. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare). *Revista Boletín de Geología*, 40(1), 109–122. <https://doi.org/10.18273/revbol.v40n1-2018007>

Velásquez, D. (2005). Identificación de áreas favorables para el almacenamiento de dióxido de carbono en yacimientos agotados de petróleo y gas en la Provincia 50 del USGS (Plataforma de Florida, Estados Unidos). Tesis de Maestría UCV. http://bibliogeo.ing.ucv.ve/cgi-win/be_alex.cgi?Acceso=T041500006006/0&Nombrebd=bibliogeo

Vilarrasa, V., *et al.*, (2021). *Unravelling the causes of the seismicity induced by underground gas storage at Castor, Spain. Geophysical Research Letters*, 2021, 48 (7). Recuperado de: <https://insu.hal.science/insu-03172897/document>

Walspurger, S. (2012). *EDGAR CO purity: type and quantities of impurities related to CO point source and capture technology: a Literature study. Ecn.nl*. Recuperado de: <https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-E--12-054>

Wang, J., *et al.*, (2011). Effects of Impurities on CO₂ Transport, Injection and Storage. *Energy Procedia*. 4. 3071-3078. 10.1016/j.egypro.2011.02.219.

Wang, J. *et al.*, (2012). *The effect of impurities in oxyfuel flue gas on CO₂ storage capacity. Int J Greenh Gas Control* 11:158–162. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.08.002>

Wang, Z. (2015). *Effects of Impurities on CO₂ Geological Storage. University of Ottawa*. Recuperado de: https://dam-oclc.bac-lac.gc.ca/download?is_thesis=1&oclc_number=1033211174&id=7074e89e-8f14-459d-bb3c-1713f3c6a74b&fileName=Wang_Zhiyu_2015_thesis.pdf

WEC Evaluación de Pozos. (1995). Scribd. Revisado en Agosto 2024. <https://es.scribd.com/document/146815420/WEC-Evaluacion-de-Pozos>

Wetenhall, B., Aghajani, H., *et al.*, (2014). *Impact of CO₂ impurity on CO₂ compression, liquefaction and transportation. Energy Procedia*, 63, 2764–2778.

<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.299>

White, J. A., Foxall, W. (2016). *Assessing induced seismicity risk at CO₂ storage projects: Recent progress and remaining challenges*. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 49, 413–424. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.03.021>

Wilbur S, Williams M, *et al.*, (2012). *Toxicological Profile for Carbon Monoxide*. Atlanta (GA): Agency for Toxic Substances and Disease Registry (US). Recuperado de: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/23946966/>

World Energy Council (2024). *WORLD ENERGY TRILEMMA 2024: Evolving with Resilience and Justice*. Recuperado de: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World_Energy_Trilemma_2024_Full_Report.pdf?v=1721938251

Yañez E., Ramírez A., Núñez-López V., Castillo E., Faaij A.(2020). *Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry*. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Volume 94, 36. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583619306619>

Yusof, M., *et al.*, (2021). *Combined Impact of Salt Precipitation and Fines Migration on CO₂ Injectivity Impairment*, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Volume 110, 2021, 103422, ISSN 1750-5836. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103422>.

Zhang, C., y Wang, M. (2022). *A critical review of breakthrough pressure for tight rocks and relevant factors*. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 100(104456), 104456. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104456>

Zhang, D., Song, J.,(2014). *Mechanisms for Geological Carbon Sequestration*. *Procedia IUTAM* 10, 319–327. <https://doi.org/10.1016/j.piutam.2014.01.027>

