

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE VIABILIDAD DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE H₂, EN YACIMIENTOS DE GAS Y PETRÓLEO, EN EL ÁREA CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Rojas L. Elías A.
Para optar al Título
De Ingeniero Geólogo

Caracas, 2024

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE VIABILIDAD DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE H₂, EN YACIMIENTOS DE GAS Y PETRÓLEO, EN EL ÁREA CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: MSc Crisanto Silva Aguilera

Cotutor Académico: MSc Mauricio Hernández

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Rojas L. Elías A.
Para optar al Título
De Ingeniero Geólogo

Caracas, 2024

DEDICATORIA

A Dios.

Al joven de 16 años que con convicción dejó su ciudad para perseguir una meta a
300 kilómetros de su hogar, todo ha valido la pena.

A mis padres, mis hermanos, mi familia, amigos, profesores y todos los que
durante 8 años me acompañaron en esta travesía.

A mi colegio, Salesiano Pio XII, te sigo llevando como bandera.

A mi Alma mater, a quién con orgullo buscaré honrar, en esta nueva etapa
profesional.

AGRADECIMIENTOS

A la casa que vence la sombra, mi casa de estudio y mi eterna maestra, la Ilustre **Universidad Central de Venezuela**, por darme el honor de llamarla ucvista y darme más de lo que podré retribuir para ser un gran profesional.

A mi madre, **Yulexis Laya**, por su incansable entrega y lucha para darme todo cuanto pude necesitar para cumplir con este cometido, gracias siempre. A mi padre, **Miguel Rojas**, por su amor incondicional, palabra de aliento y constante recordatorio de lo hermoso y valioso que es el valor de la humildad.

A ti, **Columba** querida, por tu eterno amor y cuidado a mí y a toda nuestra familia. A mi familia por su incesante apoyo y en especial a mi hermano, **Luis Rojas**, que me acompañó gran parte del camino.

A mi tutor, **Crisanto Silva**, por la visión para el desarrollo de este tema y la confianza para realizar este Trabajo de Grado. A mi Cotutor, **Mauricio Hernández**, por su gran ayuda, asesoría y acompañamiento para la consecución de este Trabajo de Grado.

A **Verónica**, por su paciencia, amor y aliento, gracias por ser casa y refugio en momentos de cansancio y miedo.

A la **familia Salesiana**, por brindarme un trabajo, una casa y un profundo cariño que me ha permitido crecer como buen cristiano y honrado ciudadano.

A **Anyelo, Sra. Deixis, Sra. Diana** quienes abrieron las puertas de sus casas para darme cobijo, y cariño de hogar en esta gran ciudad.

A mi querido **Grupo**, por ser fuente inagotable de memorias, risas y estar siempre alentando en el camino a la excelencia. A **mis compañeros y amigos de estudio**, por una gran experiencia en nuestra campaña de campo 2022 y horas de estudio y esfuerzo, hoy bien recompensadas.

A mi **Escuela** y todos **sus profesores**, por la entrega gigante que hacen para formar los geocientíficos del futuro.

A **Dios**.

Rojas L., Elías A.

**EVALUACIÓN DE VIABILIDAD DE ALMACENAMIENTO
GEOLÓGICO DE H₂, EN YACIMIENTOS DE GAS Y
PETRÓLEO, EN EL ÁREA CARABOBO, FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Tutor Académico: Crisanto Silva Aguilera. **Cotutor Académico:** Mauricio Hernández.

**Tesis. Caracas. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería,
Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Departamento de Geología. Año
2024, 144 p.**

Palabras claves: *análisis multicriterio, sistemas de información geográfica, almacenamiento geológico de hidrógeno, viabilidad, simulación CMG, Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)-área Carabobo, Anzoátegui (Estado).*

Resumen. El presente trabajo tiene como objetivo introducir el concepto de Almacenamiento Geológico de Hidrógeno (AGH) asociado a yacimientos de hidrocarburos en Venezuela. Mediante sistemas de información geográfico y un análisis multicriterio, se elaboró un mapa de zonas potenciales para el desarrollo de esta actividad. A partir de una exhaustiva revisión bibliográfica, se cotejó la disponibilidad de información y se seleccionó la zona Campo Cerro Negro, Bloque Carabobo. Posteriormente, se analizaron los datos geológicos (estructurales, estratigráficos y sedimentológicos) de la zona y se compararon con los parámetros teóricos ideales para el desarrollo del AGH. Se interpretó un modelo estático preexistente para evaluar las zonas del yacimiento Morichal 29B y la ubicación de los pozos respecto a las propiedades óptimas para la simulación numérica. Finalmente, utilizando el software *CMG 2021* y las propiedades seleccionadas, se construyó un modelo conceptual que permitió obtener una visión preliminar del comportamiento del hidrógeno en el yacimiento. Los resultados categorizan al yacimiento como uno de viabilidad moderada para contener de forma óptima el gas en el medio poroso.

Índice

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Justificación	3
1.4. Ubicación	4
1.5. Alcance	5
2. CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	6
2.1. Antecedentes	6
2.1.1. Investigaciones sobre almacenamiento geológico de Dióxido de Carbono (CO₂) en Venezuela	6
2.1.2. Trabajos sobre almacenamiento geológico para almacenamiento de hidrógeno realizados a nivel internacional.....	8
2.2. Fundamentos Teóricos.....	10
2.2.1. Hidrógeno	10
2.2.2. Almacenamiento geológico del hidrógeno (AGH).....	15
2.2.3. Comportamiento del hidrógeno en condiciones de almacenamiento geológico.....	16
2.2.4. Gas colchón.....	16
2.2.5. Hidrogenación	16
2.2.6. Aspectos implicados en el almacenamiento de hidrogeno en medio poroso.	17
2.2.7. Criterios de selección de estructuras de almacenamiento geológico de hidrógeno.....	18
2.2.8. Yacimientos de hidrocarburos.....	26
2.2.9. Propiedades petrofísicas de yacimientos de hidrocarburos	26
2.2.10. Propiedades de los fluidos del yacimiento.....	27
2.2.11. Yacimientos de Hidrocarburos en Venezuela.....	28
2.2.12. Área Bajo Régimen de Administración Espacial.....	29
2.2.13. Sistemas de Información Geográfico (SIG).....	30
2.2.14. Modelo Geológico.....	30
2.2.15. Mapas de Isopropiedades	31

2.3. Geología Regional	32
2.3.1. Cuenca Oriental de Venezuela. Generalidades.	32
2.3.2. Evolución de la Cuenca Oriental.	33
2.3.3. Faja Petrolífera del Orinoco	34
2.3.4. Modelo estratigráfico	37
2.3.5. Geología Estructural.....	40
3. CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	42
3.1. Nivel de la Investigación.....	42
3.2. Diseño de Investigación	42
3.3. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos	42
3.4. Procedimientos.....	45
3.4.1. Identificación de yacimientos candidatos para el almacenamiento de hidrógeno en Venezuela.....	45
3.4.2. Caracterización del yacimiento de hidrocarburo.....	46
3.4.3. Interpretación de modelo estático.....	46
3.4.4. Estimación de volumen de almacenamiento y parámetros clave.....	47
3.4.5. Simulación de inyección y extracción de Hidrógeno.....	50
3.4.6. Resultados y Recomendaciones.....	55
3.5. Limitaciones.....	55
CAPÍTULO IV. CONTEXTO GEOLÓGICO	56
4.1. Descripción estratigráfica.....	57
4.2. Propiedades geológicas y petrofísicas.....	58
4.3. Descripción sedimentológica.....	59
4.4. Descripción estructural de la zona de estudio.	64
CAPÍTULO V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	70
5.1. Zonas potenciales para el estudio de almacenamiento geológico de hidrógeno.	70
5.1.1. Generación de rásters temáticos a partir de los criterios seleccionados ..	70
5.1.2. Integración de las capas y análisis multicriterio a través de la herramienta Superposición Ponderada.	77
5.1.3. Análisis Multicriterio - Integración de los 3 Análisis.....	81
5.1.4. Selección de área potencial para Almacenamiento hidrógeno.....	83
5.2. Potencialidad del Miembro como yacimiento de hidrógeno.	88
5.2.1. Condiciones estructurales.....	88

5.2.2. Parámetros geológicos y petrofísicos claves.....	93
5.3. Análisis del Modelo Estático	93
5.3.1. Análisis de mapas de isopropiedades generados	95
5.3.2. Distribución de Propiedades	99
5.4. Capacidad de Almacenamiento de H₂	111
5.4.1. Organización de datos para el cálculo volumétrico	111
5.4.2. Valores y cálculos hechos para Hidrógeno	112
5.4.3. Estimación del volumen de almacenamiento	114
5.4.4. Pérdida de Gas por Difusión.....	115
5.4.5. Relación Porcentual entre la capacidad teórica de almacenamiento y el volumen de perdida por difusión.	117
5.5. Simulación Conceptual Numérica.	117
5.5.1. Ajustes del Modelo	117
5.5.2. Propiedades del Yacimiento	119
5.5.3. Componentes	119
5.5.4. Modelo Roca-Fluido.....	120
5.5.5. Caso Base	122
5.5.6. Comportamiento de los fluidos en el yacimiento.....	122
5.5.7. Monitoreo de Yacimiento.	130
5.5.8. Variables especiales evaluadas.....	134
CONCLUSIONES.....	136
RECOMENDACIONES.....	138
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	139

Índice de Figuras.

<i>Figura 1. Mapa de la Zona de la FPO donde se observa el área Carabobo al Este de la imagen remarcado en rojo</i>	4
<i>Figura 2. Esquema del almacenamiento geológico de H2. (Tomado y modificado de. Capellani, 2021)</i>	15
<i>Figura 3. Incertidumbres geológicas en el almacenamiento de hidrógeno (Tomado y modificado de Heinemann et al. 2021)</i>	17
<i>Figura 4. Comparativas de rendimiento entre las distintas estructuras geológicas consideradas para almacenamiento de hidrógeno (tomado y modificado de Quintos y Fuentes. 2023)</i>	18
<i>Figura 5. Mapa de la ubicación de las zonas bajo régimen especial en Venezuela. (Tomado y modificado de Contreras et al., 2010)</i>	29
<i>Figura 6. Mapa de la Cuenca Oriental de Venezuela y la FPO (WEC, 1997)</i>	32
<i>Figura 7. Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela (Fuente: Prado et al. 2018)</i>	34
<i>Figura 8. Corte Geológico O-E FPO (Procadet, 2012)</i>	35
<i>Figura 9. Columna estratigráfica de la FPO (tomado de Cabrales & Jarohueh, 2011)</i>	36
<i>Figura 10. Corte Geológico de Área Carabobo (Procadet 2011)</i>	37
<i>Figura 11. Cortes estructurales Norte-Sur y Este- Oeste en el Área Carabobo. (Procadet, 2011)</i>	41
<i>Figura 12. Esquema metodológico propuesto para la investigación.</i>	45
<i>Figura 13. Interfaz del módulo Builder, subproducto de CMG.</i>	50
<i>Figura 14. Segmentos de configuración del modelo.</i>	51
<i>Figura 15. Vista de un bloque con dimensiones definidas, sin propiedades especificadas.</i>	52
<i>Figura 16. Columna Estratigráfica de Formación Oficina y ambientes depositacionales de los miembros (Petromonagas S.A. 2012)</i>	57
<i>Figura 17. Intervalos de núcleos recuperados en área Petromonagas (tomado de Prado et al. 2018)</i>	60
<i>Figura 18. Litofacies yacimiento descritas en estudio de Prado et al. 2018. (Tomado de Prado et al. 2018)</i>	62
<i>Figura 19. Litofacies no yacimiento descritas para estudio Prado et al. 2018 (Prado et al. 2018)</i>	63
<i>Figura 20. Mapa estructural de basamento ígneo-metamórfico, sistemas de fallas y secciones sísmicas (Salazar et al. 2016)</i>	64
<i>Figura 21. Sección sísmica A-A'. Fallas de sistema 1 (rojo), sistema 2 (azul) y 3 (verde) (Salazar et al. 2016)</i>	65
<i>Figura 22. Sección sísmica B-B'. El sistema de fallas 2 (azules) presentan alto buzamiento hacia el sureste. (Salazar et al. 2016)</i>	66
<i>Figura 23. Sección sísmica arbitraria C-C'. Estas fallas secundarias presentan alto ángulo de buzamiento hacia el noreste y afecta toda la columna litoestratigráfica (Salazar et al. 2016)</i>	67
<i>Figura 24 Interacción entre el sistema de fallas 1 (roja) y 3 (verde) generan los pliegues de arrastre de origen extensivo, observado en la sección C-C' (Salazar et al. 2016).</i>	68
<i>Figura 25. Modelo estructural a partir del corte D-D' con la interacción de los tres tipos de fallas y sus implicaciones en la generación de las depresiones tipo graben y altos tipo horst. (Tomado de Salazar et al., 2016)</i>	69
<i>Figura 26. Campos Petrolíferos y gasíferos de Venezuela.</i>	70
<i>Figura 27. Mapa ráster de distancia a ABRAE.</i>	71
<i>Figura 28. Mapa ráster de distancia a grandes ciudades.</i>	72
<i>Figura 29. Mapa ráster de distancia a vialidad.</i>	72
<i>Figura 30. Mapa ráster distancia a las vías troncales</i>	73

<i>Figura 31. Mapa ráster de distancia a fallas</i>	73
<i>Figura 32. Mapa ráster de distancia a grandes cuerpos de agua.</i>	74
<i>Figura 33. Mapa ráster de densidad de drenajes</i>	74
<i>Figura 34. Mapa ráster de distancia a anticlinales</i>	75
<i>Figura 35. Mapa Ráster de tipos de litologías en el país</i>	75
<i>Figura 36. Mapa ráster de riesgo sísmico</i>	76
<i>Figura 37. Mapa ráster de densidad de pozos perforados.</i>	76
<i>Figura 38. Mapa ráster de Zonas potenciales para AGH bajo criterios ambientales.</i>	78
<i>Figura 39. Mapa ráster de zonas potenciales para AGH bajo criterios antrópicos.</i>	79
<i>Figura 40. Mapa ráster de zonas potenciales para AGH bajo criterios geológicos.</i>	81
<i>Figura 41. Mapa de Zonas potenciales para AGH bajo análisis multicriterio.</i>	82
<i>Figura 42. Zonas potenciales y FPO.</i>	85
<i>Figura 43. Zona de estudio ubicada dentro del bloque Carabobo, resaltada en color rojo.</i>	87
<i>Figura 44. Vista en planta y 3D de las zonas de aguas aisladas interpretadas (tomado de Prado et al. 2018)</i>	90
<i>Figura 45. Mapa estructural del área de estudio, el cual hace énfasis en la ubicación de los pozos del área y los diferentes sistemas de fallas.</i>	92
<i>Figura 46. Vista 3D de la zona con las capas del modelo creadas en Petrel 2013 a través del proceso de Layering. (Tomado y modificado de Prado et al. 2018)</i>	94
<i>Figura 47. Mapa de porosidad de Miembro Morichal Inferior, campo Cerro Negro, donde se resaltan las zonas de mayor porosidad y los pozos de valores más altos (Tomado y modificado de Prado et al. 2018)</i>	96
<i>Figura 48. Mapa de arena neta, Miembro Morichal inferior, Campo Cerro Negro (Tomado de Prado et al. 2018)</i>	98
<i>Figura 49. Mapa de saturación de agua, Miembro Morichal inferior, Campo Cerro Negro (Tomado de Prado et al. 2018)</i>	99
<i>Figura 50. Distribución areal de las facies del Miembro Morichal, Campo Cerro Negro. (Tomado de Prado et al. 2018)</i>	100
<i>Figura 51. Distribución vertical de facies del Miembro Morichal, Campo Cerro Negro (tomado y modificado de Prado et al. 2018)</i>	101
<i>Figura 52. Distribución areal del Miembro Morichal, campo Cerro Negro (tomado de Prado et al. 2018)</i>	103
<i>Figura 53. Distribución vertical de la porosidad, Miembro Morichal, campo Cerro Negro (Tomado y modificado de Prado et al. 2018)</i>	104
<i>Figura 54. Distribución vertical de la saturación de agua, Miembro Morichal, Campo Cerro Negro (Tomado de Prado et al. 2018)</i>	105
<i>Figura 55. Distribución areal de la permeabilidad, Miembro Morichal, campo Cerro Negro (tomado de Prado et al. 2018).</i>	106
<i>Figura 56. Distribución vertical de la permeabilidad de Miembro Morichal, Campo Cerro Negro (Tomado y modificado de Prado et al. 2018)</i>	107
<i>Figura 57. Campo Cerro Negro, Petromonagas y Pozo CGC0301P seleccionado.</i>	108
<i>Figura 58. Vista de la red de simulación en componentes JK, y en función a la profundidad.</i>	118
<i>Figura 59. Vista 3D del bloque de simulación, donde se identifican Pozo Inyector (W1-II) y Productor (W2-P1)</i>	118
<i>Figura 60. Curvas de permeabilidad relativa (Petróleo-Agua)</i>	121
<i>Figura 61. Curvas de permeabilidad relativa (Gas - Líquido)</i>	121
<i>Figura 62. Evolución de la saturación del gas en el yacimiento, vista JK.</i>	123

<i>Figura 63. Vista aérea de la distribución de la saturación del gas en el yacimiento. Los valores de saturación aumentan hasta 0.60 y se concentran a la derecha de la imagen donde es encontrado el pozo productor.</i>	124
<i>Figura 64. Reducción de la viscosidad del petróleo durante la inyección de hidrógeno, vista JK del modelo conceptual.</i>	125
<i>Figura 65. Evolución de la permeabilidad relativa del gas inyectado, vista aérea del yacimiento.</i>	127
<i>Figura 66. Evolución de la permeabilidad relativa del petróleo, vista aérea del yacimiento.</i>	128
<i>Figura 67. Disminución de la cantidad de Petróleo disponible por unidad de área a través del tiempo y el avance del hidrógeno en el yacimiento, vista aérea del yacimiento.</i>	129
<i>Figura 68. Volumen de gas en el yacimiento.</i>	130
<i>Figura 69. Presión de Fondo Fluyente en los pozos operativos (BHP).</i>	131
<i>Figura 70. Tasa de gas inyectado vs tasa de gas producido.</i>	132
<i>Figura 71. Tasa de gas inyectado vs tasa de petróleo producido.</i>	133
<i>Figura 72. Porcentaje de volumen poroso ocupado por HC inyectado</i>	134
<i>Figura 73. Presión promedio del yacimiento.</i>	135
<i>Figura 74. Porcentaje del gas (H₂) recuperado.</i>	135

Índice de tablas.

<i>Tabla 1. Densidades del hidrógeno comparada con otras sustancias.</i>	11
<i>Tabla 2. Criterios Geométricos para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja et al. 2021).</i>	21
<i>Tabla 3. Criterios Petrofísicos para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja et al. 2021)</i>	22
<i>Tabla 4. Criterios Tectónicos para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja et al. 2021).</i>	23
<i>Tabla 5. Criterios sobre Fluidos del yacimiento para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja et al. 2021).</i>	24
<i>Tabla 6. Criterios ambientales para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja et al. 2021).</i>	25
<i>Tabla 7. Criterios ambientales para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja et al. 2021).</i>	25
<i>Tabla 8. Propiedades Petrofísicas miembro Morichal</i>	59
<i>Tabla 9. Distribución de propiedades dentro del modelo (Tomado y modificado de Prado et al. 2018)</i>	59
<i>Tabla 10. Ponderación y categorización de criterios ambientales.</i>	77
<i>Tabla 11. Ponderación y categorización de los criterios antrópicos.</i>	79
<i>Tabla 12. Ponderación y categorización de criterios geológicos</i>	80
<i>Tabla 13. Ponderación de cada una de las categorías de criterios utilizadas para generar las zonas potenciales.</i>	81
<i>Tabla 14. Diez (10) principales polígonos generados en el mapa de zonas potenciales y los campos en los que cada uno se encuentra.....</i>	84
<i>Tabla 15. Leyenda campos polígono n° 258.....</i>	84
<i>Tabla 16. Disponibilidad de información de campos cotejados en el Bloque Carabobo.</i>	86

<i>Tabla 17. Propiedades promedio del Miembro Morichal comparadas con parámetros teóricos del Almacenamiento geológico de Hidrógeno.</i>	93
<i>Tabla 18. Tipos de rocas, facies asociadas y valores de saturación de agua</i>	105
<i>Tabla 19. Pozos y sus valores obtenidos de los mapas de isopropiedades.</i>	110
<i>Tabla 20. Criterio de puntuación para Yacimientos por su volumen. (Tomado y modificado de Okoroafor et al. 2022)</i>	111
<i>Tabla 21. Datos geométricos del yacimiento Morichal 29B</i>	112
<i>Tabla 22. Datos Petrofísicos y condiciones de Yacimiento Morichal 29B</i>	112
<i>Tabla 23. Parámetros calculados y estimados para hidrógeno.</i>	114
<i>Tabla 24. Valor de la capacidad de almacenamiento volumétrica expresada en pies cúbicos estándar (SCF por sus siglas en inglés)</i>	115
<i>Tabla 25. Conversión de ft³ a km³ para comparar el resultado con la clasificación de Okoroafor et al. 2022</i>	115
<i>Tabla 26. Valor de volumen de gas perdido por difusión expresado en pies cúbicos estándar (SCF por sus siglas en inglés)</i>	116
<i>Tabla 27. Relación porcentual volumen de almacenamiento y volumen de gas perdido por difusión</i>	117
<i>Tabla 28. Tabla resumen valores Yacimiento Morichal 29B</i>	119
<i>Tabla 29. Tabla resumen de valores de los crudos de yacimientos de Cerro Negro.</i>	120
<i>Tabla 30. Composición inicial del yacimiento definido en WinProp.</i>	120
<i>Tabla 31. Estrategia Base</i>	122

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema

En los años recientes, se han agravado las condiciones necesarias para el desarrollo de vida humana en el ecosistema terrestre debido a la actividad antrópica, ante dicha situación, se han desarrollado investigaciones acerca de nuevas alternativas energéticas, que permitan el desenvolvimiento óptimo de las actividades diarias de las comunidades, pero en esta oportunidad considerando un criterio de sostenibilidad y respeto hacia el entorno de desarrollo.

En ese contexto, el hidrógeno emerge como un vector energético prometedor, es decir, almacena el excedente de electricidad proveniente de fuentes renovables y facilitar su transporte, maximizando así la eficiencia de estas fuentes. El uso de hidrógeno se encuentre libre de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y ofrece múltiples aplicaciones. Dicho elemento escala posiciones en la lista de prioridades para el sector energético mundial y la investigación en torno al hidrógeno está en constante crecimiento, buscando asegurar su consolidación en el futuro. (Morante *et al.*, 2020)

Se estima que el consumo global de hidrógeno podría incrementarse entre 5 y 7 veces desde los 155 millones de toneladas (Mt) anuales actuales hasta más de 700 Mt a mediados de siglo. (Energy Transitions Commission, 2021). Surge la opción de emplear el almacenamiento geológico de hidrógeno (**AGH**) para el acopio de grandes volúmenes de hidrógeno en estado gaseoso a costos asequibles. No obstante, para garantizar la factibilidad de esta alternativa, es preciso realizar estudios exhaustivos sobre las condiciones geológicas y operativas necesarias para garantizar un almacenamiento seguro, eficiente y que optimice el uso de recursos en su desarrollo.

Venezuela posee una vasta experiencia en caracterización de yacimientos y el desarrollo de la industria de hidrocarburos, que en conjunto con el potencial de

producción energética a partir de fuentes renovables, lo posicionan como un buen candidato para explorar el AGH, sin embargo, actualmente, el aprovechamiento de energías renovables en el país no supera el 2% de recursos disponibles (Rojas & Yusta, 2015). La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) cuenta con un largo historial de explotación petrolífera, 88 años desde la perforación de su primer pozo (PDVSA, 2018), e infraestructura que pudiese aumentar la viabilidad del desarrollo de proyectos de esta naturaleza y en conjunto a precedente la experiencia global y nacional en almacenamiento subterráneo en medios porosos del secuestro y captura de CO₂, existe una base de la cual partir para estudiar el desarrollo de esta alternativa en el territorio nacional.

Por lo anteriormente expuesto investigar la viabilidad de AGH contribuirá a conocer los desafíos derivados de esta actividad, tales como la interacción del hidrógeno con el yacimiento y sus fluidos, y las zonas del país que se pueden estudiar para el desarrollo de esta alternativa.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

- Evaluar la viabilidad de almacenamiento geológico de hidrógeno en yacimientos de hidrocarburos del área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2.2. Objetivos específicos

- Explorar los yacimientos de hidrocarburos con mayor potencial de almacenamiento de hidrógeno; mediante análisis multicriterio y el uso de sistemas de información geográfica (SIG).
- Analizar las propiedades geológicas del yacimiento seleccionado del campo de Carabobo, FPO, para determinar su adecuación al almacenamiento de hidrógeno.
- Interpretar un modelo conceptual estático para identificar zonas de almacenamiento potenciales dentro del yacimiento seleccionado.

- Estimar la capacidad preliminar de almacenamiento de hidrógeno del yacimiento seleccionado.
- Determinar el comportamiento preliminar de hidrógeno, a través de simulaciones de inyección y retiro de hidrógeno.

1.3. Justificación

El almacenamiento de hidrógeno es un factor crítico para el éxito de la economía de hidrógeno, pero algunas tecnologías actuales presentan limitaciones económicas y de escalabilidad que dificultan el desarrollo de proyectos relacionados con el hidrógeno (Energy Transitions Commission, 2021). En Venezuela no existen estudios que consideren el desarrollo de AGH, y dicha investigación podría ser de valor pensando en la diversificación y modernización de la industria petrolera en el país en un futuro.

La investigación en torno al AGH se encuentra en crecimiento con antecedentes limitados (menos de 15 años). En ese contexto, una investigación que explore el potencial de esta alternativa en el país, resulta valiosa, considerando factores como el riesgo que puede representar un yacimiento abandonado y la oportunidad de reaprovechar la infraestructura que queda en desuso luego de la extracción de hidrocarburos.

Dada la escasez de estudios sobre AGH y su potencial en Venezuela, el presente estudio busca introducir el concepto de AGH en el contexto venezolano y sentar bases para investigaciones futuras. De igual manera, es valioso explorar metodologías para determinar las capacidades volumétricas de yacimientos venezolanos, así como vislumbrar el comportamiento de este gas en el subsuelo de los yacimientos venezolanos. En última instancia, la presente investigación busca recopilar información de interés estratégico para el país pensando en el desarrollo de nuevas tecnologías y soluciones en la búsqueda de un sector energético sostenible.

1.4. Ubicación

El área donde se centra el estudio se encuentra en el Área Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco (**FPO**), área que comprende las zonas sur de los estados Anzoátegui y Monagas. La superficie aproximada de esta área es de 2.311 km² en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Este bloque está ubicado al norte de la ciudad de Puerto Ordaz y del río Orinoco, al este se encuentra el Estado Delta Amacuro, al oeste el área Ayacucho, también de la FPO y al norte está limitado por el Distrito Morichal, Estado Monagas.

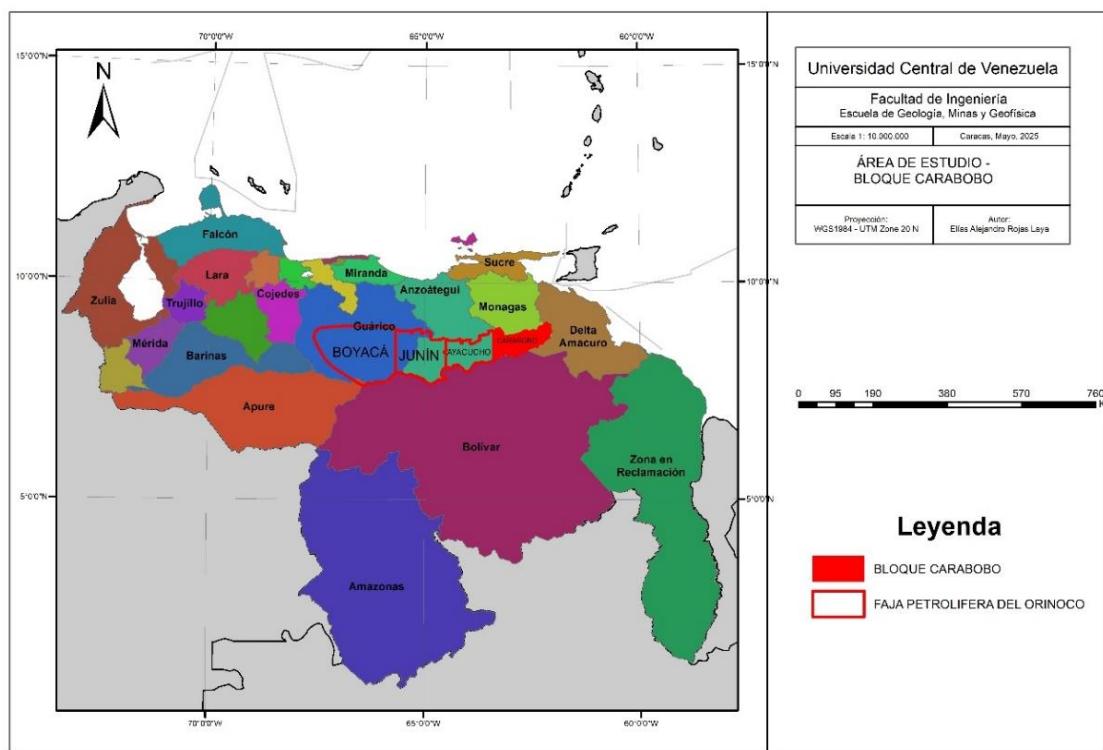


Figura 1. Mapa de la Zona de la FPO donde se observa el área Carabobo al Este de la imagen remarcado en rojo

1.5. Alcance

El presente trabajo especial de grado tiene como finalidad analizar las condiciones locales de yacimientos en campos de petróleo del área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco, para determinar si el desarrollo de AGH es viable. Asimismo, proponer una metodología para ubicar, utilizando análisis multicriterio acoplados a sistemas de información geográfica, yacimiento de hidrocarburos con potencial para almacenar hidrógeno a gran escala, que sirva de referencia para investigaciones posteriores y esté disponible para el desarrollo de futuros proyectos energéticos sustentables.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Existen diversos estudios a nivel mundial sobre el almacenamiento de hidrógeno y sus propiedades como vector energético. No se han conseguido referencias sobre su aplicación en Venezuela, sin embargo, existen algunos sobre almacenamiento de CO₂ que son necesarios mencionar.

2.1.1. Investigaciones sobre almacenamiento geológico de Dióxido de Carbono (CO₂) en Venezuela

- **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. Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela.**

La autora realizó estudios estratigráficos y estructurales en 10 pozos correspondientes a tres arenas del campo mencionado (VEC2, VEE1 y VEF1) donde se realizó pruebas de interacción roca-fluido. Las muestras fueron caracterizadas a partir de difracción de rayos x, microscopía electrónica de barrido y análisis petrográfico. Finalmente, sus resultados arrojaron que la interacción entre la arena y el gas es física principalmente y que no se observaron cambios significativos en la mineralogía, porosidad y permeabilidad posterior a la inyección de CO₂. Sumado a la aparición de paquetes de lutitas intercalados con las arenas estudiadas se pudo concluir que las condiciones de almacenamiento son favorables en este campo.

- **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. Tesis de Pregrado, Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela.**

La autora realiza el estudio de dos yacimientos (Campo Santa Rosa en el área mayor de Anaco y el Campo Zapatos-Mata en el área Mayor de Oficina) evaluando su capacidad e integridad para llevar adelante el almacenamiento de CO₂ en dichos campos. Adicionalmente indica los aspectos tomados en consideración para la selección de los yacimientos, basadas principalmente en las propiedades petrofísicas y presenta dos métodos para determinar el volumen de gas o CO₂ de los campos Los enfoques a los que la autora hace referencia para dicha actividad fueron dos; la primera, inyectando CO₂ en un medio poroso, con la única finalidad de evitar que este gas se disperse en la atmósfera, reduciendo la emisión de la actividad que la haya generado, y la segunda empleando CO₂ con fines de Recuperación Mejorada del Petróleo (EOR, por sus siglas en inglés). En su estudio la autora pudo concluir que las condiciones de los yacimientos evaluados eran adecuadas para el almacenamiento de CO₂, sin necesidad de comprometer la integridad del almacén.

- **Guevara, J. & Queipo, N. (2013). Co-optimización de recuperación mejorada de petróleo con almacenamiento de CO₂.** Ponencia presentada ante el 2do Congreso Venezolano de ciencia, tecnología e innovación. **Universidad del Zulia.**

Los autores exponen “*un modelo para la co-optimización de la recuperación mejorada y almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo basado en el control de la producción de pozos. El modelo fue formulado como uno de optimización multiobjetivo con variables de diseño relacionadas con la producción de gas y petróleo en los pozos (RGP (relación gas-petróleo) y ΔRGP (diferencia de producción gas-petróleo)), y resuelto utilizando metamodelos para el factor de recobro y la fracción de volumen poroso ocupado por CO₂ (medidas de desempeño)*”.

2.1.2. Trabajos sobre almacenamiento geológico para almacenamiento de hidrógeno realizados a nivel internacional.

- **Pudlo et al., (2013). *Hydrogen underground storage in siliciclastic reservoirs - intention and topics of the H2STORE project*. Friedrich Schiller University Jena. Germany.**

En dicho proyecto los autores tuvieron el primer acercamiento a la evaluación la viabilidad y los requisitos para almacenar hidrógeno en un espacio poroso, con principal enfoque en yacimientos de gas agotados, La metodología propuesta para el estudio fue el uso modelos matemáticos y numéricos conceptuales de los procesos dinámicos del yacimiento. Como resultado se propusieron entonces seis subproyectos, dedicado cada uno a aspectos a considerar, tales como estimación volumétrica, flujo de fluidos e interacciones químicas entre hidrógeno y minerales, durante el almacenamiento de hidrógeno en un medio poroso.

- **Henkel et al., (2014). *Mineral reactions in the geological underground induced by H₂ and CO₂ injections*. University Jena, Institute of Geosciences. Germany**

Enmarcado en el mismo Proyecto (H2STORE) que la investigación desarrollada por Pudlo et al. (2013) el enfoque de este trabajo de investigación fue observar a través de métodos analíticos el impacto del H₂ /CO₂ en las propiedades del yacimiento tales como, la disolución de minerales, la precipitación y su impacto en la calidad del yacimiento (porosidad-permeabilidad, vías de fluidos) y en la generación de metano por metabolismo microbiano

- **Martínez del Olmo, W. (2021). Almacenamiento de hidrógeno en España. Revista de la Sociedad Geológica de España, 34 (2): 53-59.**

Propone nueve posibles trampas geológicas que permitirían gestionar el almacenamiento y distribución del hidrógeno por el territorio español. Los criterios empleados para determinar las trampas geológicas fueron basados en aquellas trampas propuestas para el secuestro de CO₂, detallados a continuación: a) el riesgo de confirmación del cierre de la trampa geológica, b) la capacidad de la trampa, c) la proximidad a la red de gasoductos que permitan su transporte desde los posibles

centros donde se produciría la pirolisis, d) el mantenimiento operativo de los actuales y existentes almacenamientos de gas natural.

- **Bouteldja et al., (2021). *Definition of Selection Criteria for a Hydrogen Storage Site in Depleted Fields or Aquifers. Hydrogen Storage in subsurface. European Union***

Identificaron un conjunto de criterios que permiten evaluar si los acuíferos o yacimientos agotados poseen el potencial de almacenamiento y a su vez su rendimiento en términos de posterior extracción del gas. Asimismo, la publicación arroja valores propuestos de permeabilidad, porosidad y profundidad del yacimiento (máximo y mínimo).

- **Zeng et al., (2022). *Storage Integrity during Underground Hydrogen Storage in Depleted Gas Reservoirs. Curtin University, Australia.***

Estudiaron las distintas reacciones que puede tener el hidrógeno al ser inyectado en el subsuelo, de manera que se pueda prever cualquier alteración en las propiedades petrofísicas de las rocas sello, ya sea la porosidad y permeabilidad por disolución o precipitación de minerales. Asimismo, el trabajo recalca la importancia del monitoreo de las actividades microbianas en almacenamiento subterráneo de gases a gran escala, sobre todo en yacimientos agotados.

- **Mohammed, M., (2022) *Integrated Modeling of Underground Hydrogen Storage – Viking A Field, the North Sea. Master Thesis. Leoben, Austria.***

El autor presentó un modelo conceptual a través del cual investigó la influencia de distintos parámetros, gas colchón, difusión y actividad bioquímica en el Almacenamiento Geológico de Hidrógeno (AGH), dicho modelo fue aplicado en un campo real, en este caso el Campo Vikingo A, en el Mar del Norte. En el estudio se muestran todas las configuraciones realizadas por el autor para la simulación realizada en el *software* GEM CMG. Una de las principales conclusiones del estudio es que el mejor gas colchón dependerá de la densidad de los fluidos nativos, pues mientras más se asemeje las densidades del gas colchón y los fluidos encontrados se evita la anulación o subanulación por gravedad; de la misma manera

concluyeron que el AGH tiene mejor rendimiento en yacimientos delgados, siempre y cuando el mismo cuente con un buen sello.

- **Muhammed et al., (2023) *Hydrogen storage in depleted gas reservoirs: comprehensive review*. Department of Petroleum Engineering, King Fahd University of Petroleum & Minerals, Saudi Arabia.**

Una visión integral de todos los aspectos a considerar para el almacenamiento de hidrógeno en un yacimiento subterráneo. Se indican aspectos tales como la influencia que puede tener la geometría del depósito y el diseño de inyección para minimizar las pérdidas de H₂, así como el papel vital que juega la integridad del pozo en la salvaguarda de la calidad del gas, la cual puede ser afectada por corrosión, efecto cementante, fallas en la capa sello. Finalmente hace referencia a la importancia de una correcta planificación en cuanto a la selección del yacimiento de gas, el gas colchón y la estrategia de inyección; todo esto para reducir significativamente los riesgos asociados al almacenamiento de hidrógeno.

2.2. Fundamentos Teóricos

2.2.1. Hidrógeno.

Tal como expone Morante *et al.*, (2020) el hidrógeno es el elemento químico más simple y pequeño, ocupa el primer puesto dentro de la tabla periódica de elementos y está formado por un solo protón y un solo electrón. La disposición de solo electrón alrededor de un núcleo convierte al hidrógeno en un elemento altamente reactivo, lo que provoca que los átomos de H se encuentren combinados en pares formando la molécula de H₂ (Llera & Zabalza, 2011). Dicha molécula tiene la característica de ser la más pequeña encontrada en la naturaleza, haciendo que la misma se pueda difundir a través de materiales considerados en principio como impermeables para otros gases.

Llera & Zabalza (2011) hacen mención a que, si bien la molécula de hidrógeno no es tóxica, su constitución la hace altamente reactiva, como ya se mencionó anteriormente, ameritando una manipulación meticulosa para evitar accidentes, tales como incendios al momento de combinarse con el aire.

a. **Propiedades físicas.** Dentro de las principales propiedades del hidrógeno esta su baja densidad tanto en estado gaseoso como líquido, producto de su bajo peso atómico (el menor de los elementos químicos).

- Para tener referencia de lo ligero que es el hidrógeno se puede observar el peso específico del mismo tanto en estado gaseoso como líquido frente a las sustancias de referencia (Tabla 1).

Tabla 1. Densidades del hidrógeno comparada con otras sustancias.

Compuesto	Densidad del gas (20 °C, 1 atm)	Densidad del líquido (- 253 °C, 1 atm)
Hidrógeno	0,0899 kg/m ³	70,8 kg/m ³
Metano	0,65 kg/m ³	422,8 kg/m ³
Gasolina	4,4 kg/m ³	700 kg/m ³
CO ₂	1,829 kg/m ³	26,61 kg/m ³

En estado gaseoso el hidrógeno tiene una densidad equivalente al 7% de la densidad del aire, mientras que en estado líquido cumple lo mismo (de densidad equivalente al 7%) pero en este caso en comparación con el agua.

- Los puntos de ebullición y de fusión también son sumamente característicos en este elemento, siendo, a excepción del helio, los más bajos de todas las sustancias (-252,7 °C el punto de ebullición y -259,2 °C el punto de fusión).
- Una propiedad importante a considerar, pensando en el almacenamiento del hidrógeno es su factor de compresibilidad, entendiendo este factor como un valor introducido de la ecuación de estado de los gases ideales para modelar el comportamiento de gases reales. En el caso del hidrógeno el factor de compresibilidad aumenta considerablemente a medida que la presión

(bar) aumenta lo que significa que el volumen ocupado por 1kg de H₂ gaseoso se reduce si se somete a presiones crecientes (Llera & Zabalza, 2011)

- La última propiedad del hidrógeno que será detallada es la del contenido energético, es decir, la cantidad de energía liberada por parte del elemento cuando el mismo reacciona con el oxígeno, y la cual es medida experimentalmente y cuantificada como **Poder calorífico superior (PCS)** y/o **Poder calorífico inferior (PCI)**. En el caso del hidrógeno gaseoso se ha demostrado que este es el combustible con mayor contenido de energía por unidad de masa. (Llera & Zabalza, 2011) pero al ser tan ligero, para poder aprovechar su contenido energético, es necesario contar con grandes volúmenes del gas, trayendo consigo implicaciones en su producción y sobre todo en su almacenamiento. (Linares & Moratilla, 2007)

b. **Producción de hidrógeno.** La reactividad del hidrógeno trae como consecuencia la inexistencia del elemento de manera aislada en la naturaleza, por tanto, para obtenerlo es necesario hacerlo a partir de otras materias primas llevando a cabo procesos de transformación. (Linares & Moratilla, 2007) Los procesos de producción de hidrógeno son muy variados, siendo los más habituales a partir de hidrocarburos tales como el metanol, el gas natural, los destilados de petróleo, entre otros y combustibles gasificados o pirolizados. Los recursos biomásicos, también son una fuente recurrente y aquella obtenida a partir de la electrólisis del agua (la cual demanda grandes cantidades de energía eléctrica) cuyo impacto ambiental depende del origen de la electricidad consumida. (Llera & Zabalza, 2011).

c. **Clasificación del hidrógeno.** Según el impacto ambiental del hidrógeno y la fuente de origen, el mismo se ha clasificado, internacionalmente, según colores para facilitar la identificación del tipo de hidrógeno.

- **Hidrógeno Gris.** Se usa para definir al hidrógeno generado a partir de recursos fósiles y, por tanto, libera a la atmósfera el dióxido de carbono producido durante la reacción de reformado, como el generado a partir de gas natural. Dentro de este espectro también se incluye la connotación **hidrógeno negro** cuando es obtenido a partir del carbón e **hidrógeno marrón** cuando se genera a partir de lignito (tipo de carbón mineral).

- **Hidrógeno Azul.** Es aquel tipo de hidrógeno obtenido a partir de combustibles fósiles, predominando el gas natural al igual que en el hidrógeno gris, pero donde las emisiones de CO₂ son capturadas para reducir el tamaño de la huella generada (Bankinter Empresas, 2021). En el concepto de hidrógeno azul también se puede incorporar el obtenido a partir de la pirolisis de gas natural, a veces referido como hidrógeno turquesa. (Morante *et al.*, 2020)
- **Hidrógeno Verde.** La producción de este hidrógeno tiene como característica una emisión baja o nula de dióxido de carbono, puesto que procede de fuentes renovables y tiene un impacto ambiental muy bajo. Pese a que el hidrógeno azul también tiene un nivel de emisiones bajo, se involucran los combustibles fósiles, por tanto, no puede ser considerado verde. El hidrógeno verde contribuye a un mayor despliegue de las fuentes renovables puesto que se puede obtener en cualquier sistema que genere electricidad renovable y disponga de agua, así, La electrólisis permite el almacenamiento de la energía eólica y la radiación solar, y no depender de centrales de generación eléctricas contaminantes. (Morante *et al.*, 2020)

d. Cadena de Valor del hidrógeno

- **Transporte y distribución:** El hidrógeno puede ser transportado en su estado puro como gas comprimido a presiones mayores a 1000 bar o en su defecto, en estado líquido a una temperatura de -253 °C. (*Energy Transitions Commission*, 2021) En todo caso, existen tres formas de transportar el hidrógeno, análoga a las utilizadas en el sector del gas natural; vía marítima, de forma terrestre en camiones cisternas y mediante tuberías, la opción más económica.
 - **Transporte Marítimo:** Vía marítima el hidrógeno puede ser enviado a largas distancias, llegando a zonas remotas y abriendo la ventana a la diversificación de países proveedores o exportadores de hidrógeno. La infraestructura para llevar adelante esta actividad puede resultar costosa, puesto que la estrategia es similar a la empleada en el transporte de gas natural licuado (GNL), siendo necesario la regasificación una vez se llega al punto de recepción. Parte de la

infraestructura comprende: tanques de almacenamiento, unidades de licuación, terminales de carga y descarga, barcos de transporte y plantas de regasificación. (Morante, y otros, 2020).

- **Transporte Terrestre:** Este método de transporte suele ser considerada para distancias cortas (menores a 300 kilómetros), la desventaja se enmarca en la ineficiencia energética del método empleado, en el cual es requerido una cantidad de energía superior de material asociado y consume mucha energía para transportarlo. (Morante, y otros, 2020).
- **Red de tuberías:** Para volúmenes de transporte mayores a 10 toneladas por día, los gasoductos ofrecen los menores costos para transportar el hidrógeno. Según *Energy Transitions Commission*, 2021, los costos de los oleoductos de transmisión podrían oscilar entre \$0,05/kg para unos pocos kilómetros y \$0,5-3/kg para distancias intercontinentales (1000 km a 5000 km). Adicionalmente, el hidrógeno presenta la ventaja de no ser corrosivo, facilitando su transporte a través de estas redes.
- **Almacenamiento:** Dada la baja densidad de energía volumétrica con respecto a otros combustibles, las cantidades necesarias de hidrógeno para proveer de energía a procesos de alta demanda son enormes. Dicha necesidad y las posibilidades latentes para su aprovechamiento derivan en una investigación exhaustiva sobre métodos de almacenamiento. A partir de dichos estudios son varias las soluciones que se han propuesto según Llera & Zabalza:
 - Comprimir el hidrógeno.
 - Transformar el hidrógeno a estado líquido.
 - Hacer que el hidrógeno forme parte de un compuesto sólido.

A pesar de lo propuesto estas opciones pierden viabilidad económica cuando se trata de grandes volúmenes de dicho elemento, es por ello que, el

almacenamiento geológico cobrera especial relevancia en la concepción de economía de hidrógeno.

2.2.2. Almacenamiento geológico del hidrógeno (AGH).

La concepción del almacenamiento subterráneo comienza con el estudio del espacio poroso en la roca en general, las estructuras para contener los fluidos, las características de la roca sello para retener los gases debajo de ellos y la calidad de las rocas que permite que los gases se muevan a través de ellas. (Katz, 1968). Dicha metodología se ha propuesto en principio como una solución para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, ejecutando el secuestro a perpetuidad de CO₂.

- Almacenamiento geológico de hidrógeno: Se considera el método de almacenamiento con mayor proyección, ofreciendo seguridad operacional, bajo costo y capacidad de sellado
- Estructuras de almacenamiento: las estructuras más estudiadas para llevar adelante el almacenamiento masivo de hidrógeno han sido las cavernas de sal, los acuíferos agotados y los yacimientos de hidrocarburos agotados.

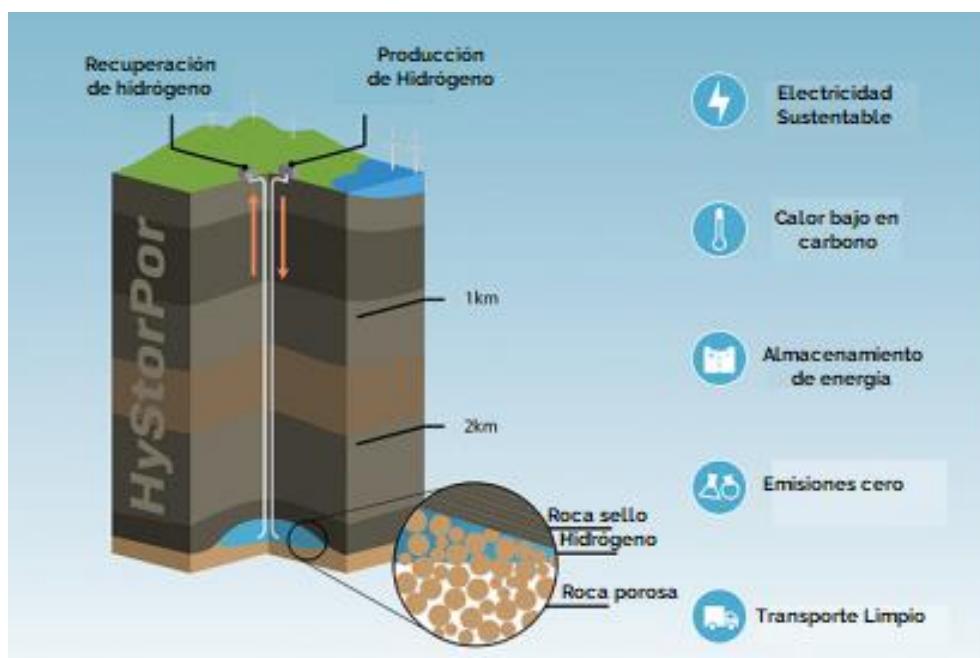


Figura 2. Esquema del almacenamiento geológico de H₂. (Tomado y modificado de. Capellani, 2021)

2.2.3. Comportamiento del hidrógeno en condiciones de almacenamiento geológico.

Una vez es inyectado el hidrógeno en un medio poroso, el mismo puede desplazar los fluidos de la formación, dando pie a patrones de desplazamiento multifásicos complejos, es decir, flujo simultáneo de múltiples fases (gas, agua, petróleo) a través del medio poroso, controlados por el fluido y las propiedades de la roca, así como también de la relación entre la saturación de fluidos y la permeabilidad relativa del medio. En la actualidad, las propiedades del hidrógeno han sido ampliamente estudiadas, sin embargo, las propiedades multifásicas, esenciales para el almacenamiento subterráneo, siguen siendo estudiadas (Heinemann *et al.* 2021).

Dada las presión y temperatura crítica del hidrógeno el yacimiento se almacenará en fase gaseosa y la ley de los gases ideales se pueden utilizar para describir el comportamiento a bajas presiones, aún con incertidumbres surgen a presiones más altas. (Heinemann et al. 2021).

2.2.4. Gas colchón

Se conoce así, al volumen de gas remanente o añadido, que permanece en un depósito de almacenamiento para mantener una presión adecuada que facilite la extracción continua del gas de trabajo. Su principal objetivo es mantener tasas adecuadas de inyección y extracción a partir de mantener alta la presión del yacimiento. (Prigmore *et al.* 2024)

2.2.5. Hidrogenación

Dicho termino se refiere al proceso de añadir la molécula de hidrógeno (H_2) a un resto insaturado en una molécula, generalmente alquenos ($RCH=C$ $H_2 + H_2 \rightarrow RC H_2 CH_3$). Esta reacción puede producirse de muchas maneras, pero normalmente se hace junto a la presencia de catalizadores (como metales o incluso óxidos) que facilitan la absorción del hidrógeno por parte del hidrocarburo. (Phinyocheep, 2014)

2.2.6. Aspectos implicados en el almacenamiento de hidrógeno en medio poroso.

Las Propiedades del hidrógeno han sido bien estudiadas, sin embargo, las propiedades derivadas de la inyección del hidrógeno en medio poroso y las interacciones entre los fluidos nativos del medio, aún son objeto de estudio. Algunas de las incertidumbres que deben considerarse a la hora de evaluar la eficacia de un yacimiento para almacenar hidrógeno son:

- Integridad de la roca sello y la difusión del hidrógeno a través de esta capa.
- Reacciones geoquímicas por hidrógeno-salmuera-roca, esto debido al cambio del equilibrio químico derivado de la inyección de hidrógeno.
- Cambios cíclicos de presión en el comportamiento de rocas intactas y en fallas, geología estructural y comportamiento geomecánico.
- Inclusión de gas colchón y cambios de presión-temperatura en el yacimiento que afecten los rangos de inyección-producción de hidrógeno.

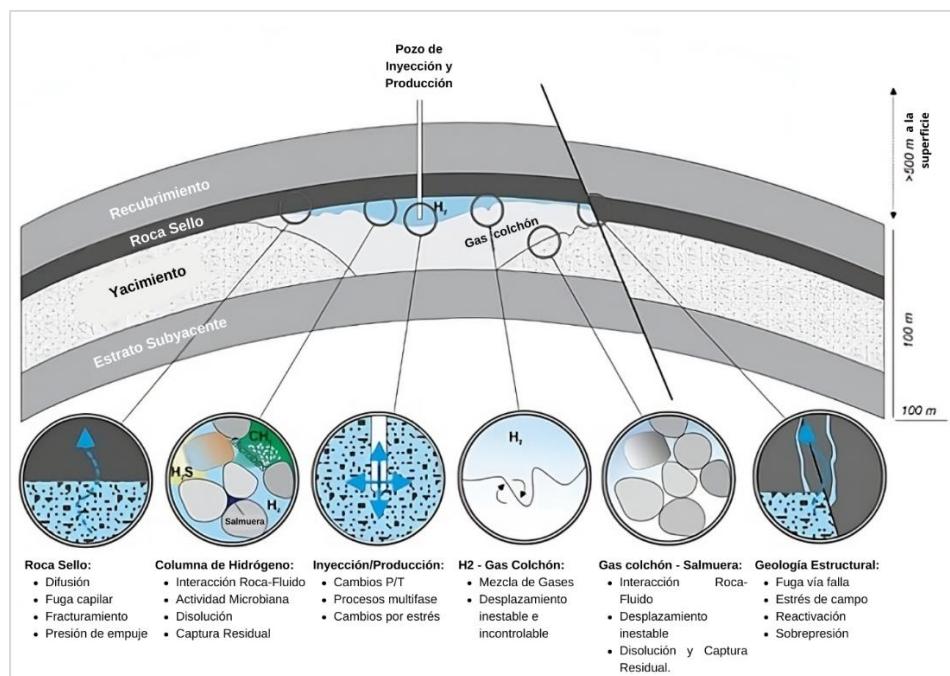


Figura 3. Incertidumbres geológicas en el almacenamiento de hidrógeno (Tomado y modificado de Heinemann *et al.* 2021)

2.2.7. Criterios de selección de estructuras de almacenamiento geológico de hidrógeno.

El almacenamiento subterráneo de hidrógeno puro en acuíferos o yacimientos de hidrocarburos agotados es una línea de investigación muy reciente y esto trae como resultado la ausencia de una metodología estandarizada para el estudio de esta alternativa. Pese a ello, almacenar hidrógeno en un medio poroso es concebido de forma similar al almacenamiento de gas natural. (Bouteldja *et al.*, 2021).

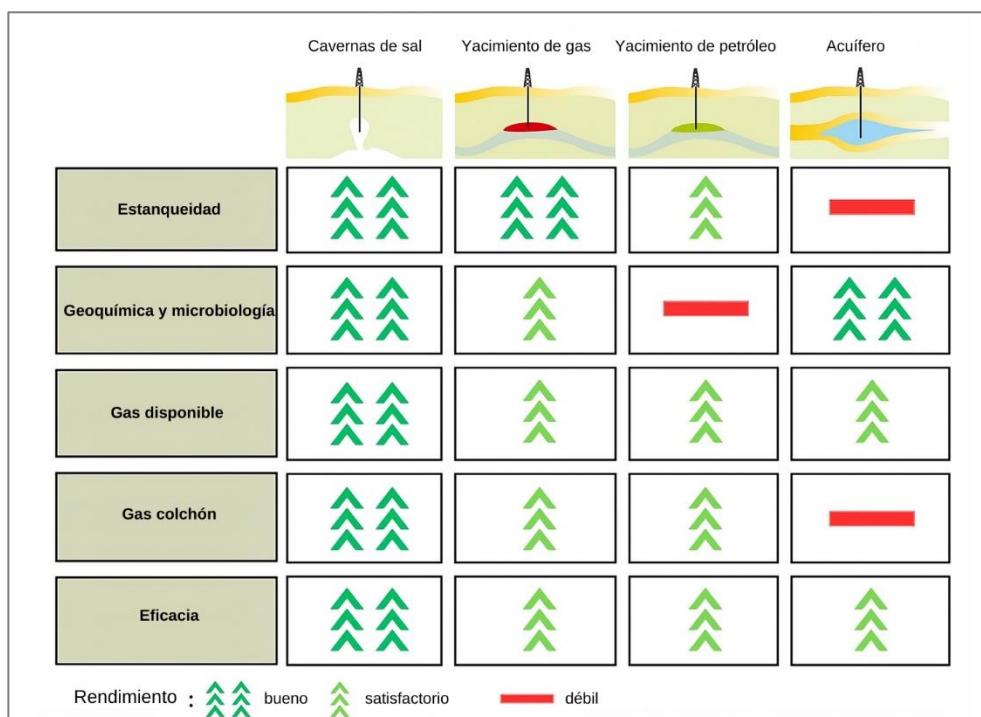


Figura 4. Comparativas de rendimiento entre las distintas estructuras geológicas consideradas para almacenamiento de hidrógeno (tomado y modificado de Quintos y Fuentes. 2023)

Considerando como base la experiencia existente en Almacenamiento Subterráneo de Gas, la empresa francesa *Geostock* declara que un proceso eficiente de selección de sitios de almacenamiento debe considerar en primer lugar:

- Una ubicación compatible con la demanda de almacenamiento.
- La identificación de una trampa con el volumen de espacio poroso requerido.

- Una apropiada conexión del espacio poroso que facilite la recuperación posterior del gas requerido.

Criterios de exclusión de la trampa. Según Bouteldja *et al.* 2021, los criterios recomendados no son absolutos pero su consideración delimita las posibilidades de almacenamiento ofreciendo opciones de calidad y una vez más poniendo como ejemplo la experiencia de la empresa francesa *Geostock*, los criterios considerados son:

- El volumen de la estructura es inadecuado para alcanzar el objetivo de almacenamiento del sitio
- La estructura es muy profunda
- La estructura está altamente fallada
- La estructura no está cerrada
- El sello no ha sido estudiado y por tanto no puede comprobarse su efectividad
- La estructura se encuentra debajo de un centro urbano o estructuras críticas tales como estaciones nucleares, aeropuertos, etc.

Criterios de calificación de la trampa. Según Bouteldja *et al.* 2021 es importante que las estructuras candidatas muestren las siguientes características:

- Buenos espesores de capas
- Una estructura bien delimitada y con una altura de cierre considerable
- Eficiencia de la capa sello
- Altas permeabilidades para todas las zonas del yacimiento.
- Una profundidad que permita un adecuado nivel de presión para el suministro de la red del gas.
- Fluidos con bajo impacto en la calidad del gas almacenado y con poca probabilidad de corrosión (gas dulce, agua de formación de baja salinidad)

- Adicionalmente, es importante tener un registro de la exploración y producción del campo que está siendo evaluado.

Criterios geométricos y geológicos de la trampa. Bouteldja *et al.* 2021 Dado los criterios previamente expuestos se genera la necesidad de conocer las características geométricas de la trampa, yacimiento o yacimiento a considerar, las cuales son enlistadas en las tablas anexas.

Tabla 2. Criterios Geométricos para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja et al. 2021).

Yacimiento	Propiedad	Criterio propuesto para almacenamiento de H ₂	Observaciones	Importancia del criterio		
				1. Importancia menor		
				2. Importante considerar		
				3. Criterio de exclusión		
				Ubicación	Capacidad	Rendimiento
GEOMETRÍA	Profundidad mínima del tope del yacimiento	500 m = 1640 pies	Debajo de la típica rejilla de presión si esta es superior.	No aplica	2	1
	Profundidad máxima del tope del yacimiento	2500 m = 8300 pies	La profundidad máxima es un CAPEX (ej. Coste por operación), OPEX (por ejemplo compresión) y estándar del equipo (los grados de la cabeza del pozo a 6000 psi)	No aplica	2	1
	Cierre/ punto de derrame	La trampa requiere una altura mínima de 20 metros	Preferiblemente no plana: es necesario tener el valor promedio de buzamiento de la estructura.	No aplica	3	2
	Área Cerrada	Mínimo 0.3 km ²	El almacenamiento subterráneo de gas se vuelve atractivo a medida que el tamaño disponible es mayor.	No aplica	3	1
	Espesor	Deben estar identificadas y documentadas alrededor de toda el área de estudio	Para el yacimiento agotado es importante conocer este valor, en el caso de acuíferos puede haber una aproximación inicial según el conocimiento regional.	No aplica	2	1
	Tipo de Trampa	Deben estar identificadas y documentadas alrededor de toda el área de estudio	La exclusión puede eliminarse con exploración adicional. Cuando sea posible debes estimar el grado de exploración adicional requerida.	No aplica	3	3

Tabla 3. Criterios Petrofísicos para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja *et al.* 2021)

Yacimiento	Propiedad	Criterio propuesto para almacenamiento de H ₂	Observaciones	Importancia del criterio		
				1. Importancia menor		
				2. Importante considerar		
				3. Criterio de exclusión		
				Ubicación	Capacidad	Rendimiento
P E T R O F I S I C A S	Conocimiento sobre el ambiente de deposición	Deben estar identificadas y documentadas alrededor de toda el área de estudio	La exclusión puede eliminarse con exploración adicional. Cuando sea posible debes estimar el grado de exploración adicional requerida.	No aplica	3	3
	Porosidad Efectiva	Para carbonatos: 5% de porosidad primaria o su equivalente en porosidad secundaria. Areniscas: 10%	Información útil: promedio y rango de los valores para cada tipo roca, tipo de porosidad presentado.	No aplica	2	1
	Permeabilidad	Para carbonatos un mínimo de 10 md. Areniscas: mínimo 50 mD.	Información útil: promedio y rango de los valores para cada tipo roca, tipo de porosidad asociado.	No aplica	No aplica	2
	Tipo de Roca y Mineralogía	Deben estar identificadas y documentadas alrededor de toda el área de estudio	Litología preferida: Arenisca homogéneas y carbonatos. Es importante evitar el sulfuro y el disulfuro. Es necesario contar con la composición mineralógica. (Ej. Evitar Pirita)	No aplica	No aplica	1

Tabla 4. Criterios Tectónicos para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja *et al.* 2021).

Yacimiento	Propiedad	Criterio propuesto para almacenamiento de H ₂	Observaciones	Importancia del criterio		
				1. Importancia menor		
				2. Importante considerar		
				3. Criterio de exclusión		
				Ubicación	Capacidad	Rendimiento
T E C T Ó N I C A	Eventos Tectónicos: Principales fallas y sus continuidades	Disponibilidad de información del área	Necesario para evaluar la integridad de la retención. Ejemplo. Tipos de fallas	No aplica	2	2
	Conexión: Redes de fallas, fracturas, corrimientos...	Disponibilidad de información del área	Ejemplo. Compartimentación del yacimiento.	No aplica	No aplica	2

Tabla 5. Criterios sobre Fluidos del yacimiento para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja *et al.* 2021).²

Yacimiento	Propiedad	Criterio propuesto para almacenamiento de H ₂	Observaciones	Importancia del criterio		
				1. Importancia menor		
				2. Importante considerar		
				3. Criterio de exclusión		
F L U I D O S D E L Y A C I M I E N T O	Fluidos in-situ	Disponibilidad de información del área	Preferiblemente un yacimiento agotado	No aplica	2	2
	Presión de poros inicial	Disponibilidad de información del área	Debe ser identificada mediante una exploración adecuada en alguna etapa del desarrollo; pero puede hacerse antes	No aplica	1	1
	Temperatura del fluido	Disponibilidad de información del área	Debe identificarse (Especialmente para la actividad bacteriana) mediante una exploración en alguna fase del trabajo, sin embargo, de ser necesario, puede ser estimada.	No aplica	1	1
	Tipo de acuífero y su actividad hidrogeológica	Disponibilidad de información del área	Debe identificarse en alguna fase. Normalmente disponible a través del contexto a escala regional.	No aplica	3	3
	Características del fluido in-situ (densidad, viscosidad...)	Disponibilidad de información del área	Deben identificarse y documentarse en aras de estimar la PVT del yacimiento (fluido nativo y gas de almacenamiento). Salinidad, pH, iones, composición y cualquier información sobre las bacterias para predecir las reacciones. Evitar el CO ₂ y fluidos sulfurosos.	No aplica	1	1
	Historia de producción	Conocimiento de los fluidos producidos		No aplica	2	2
	Fluido inicial y actual (campos agotados).	Disponibilidad de información del área	Debe ser identificado y documentado alrededor del área propuesta.	No aplica	1	1

Criterios ambientales generales. Los criterios relacionados con la ubicación del yacimiento que será seleccionado como posible candidato para el almacenamiento subterráneo de H₂ son mostrados en las siguientes tablas.

Tabla 6. Criterios ambientales para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja *et al.* 2021).

Propiedad	Criterio propuesto para almacenamiento de H ₂	Observaciones	Importancia del criterio		
			1. Importancia menor		
			2. Importante considerar		
			3. Criterio de exclusión		
Ubicación	Capacidad	Rendimiento			
Estrato Suprayacente	Debe ser identificado y documentado a través de toda el área propuesta.	Impacto desde y hacia actividades cercanas.	2	No aplica	No aplica
Acuíferos Suprayacentes	Debe ser identificado y documentado a través de toda el área propuesta.	Impacto en acuíferos de agua potable u otros conflictos de usos	2	No aplica	No aplica
Sismicidad	Entendimiento y conocimiento del régimen tectónico local		3	No aplica	No aplica

Tabla 7. Criterios ambientales para la selección de yacimientos como sitios de almacenamiento de H₂. (Bouteldja *et al.* 2021).

Propiedad	Criterio propuesto para almacenamiento de H ₂	Observaciones	Importancia del criterio		
			1. Importancia menor		
			2. Importante considerar		
			3. Criterio de exclusión		
Ubicación	Capacidad	Rendimiento			
Accesibilidad	Debe ser identificado y documentado a través de toda el área propuesta.		2	No aplica	No aplica
Subsidencia	La subsidencia y sus impactos deben ser evaluados		2	No aplica	No aplica
Titularidad de la Tierra	Debe existir la posibilidad de obtenerla		3	No aplica	No aplica
Derechos relacionados a minería, compilación jurídica	Deben ser identificados		3	No aplica	No aplica
Aceptación	La aceptación pública debe ser considerada		3	No aplica	No aplica

2.2.8. Yacimientos de hidrocarburos.

Al ser una de las estructuras consideradas para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno es importante entender la definición de yacimiento de hidrocarburos, siendo considerado como tal, toda unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable capaz de almacenar dentro de sí, hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso (Escobar, 2012). El autor también propone cinco características principales encontradas en un yacimiento de hidrocarburos: 1. Fuente, 2. Camino migratorio, 3. Trampa, 4. Porosidad, 5. Permeabilidad.

- **Tipos de yacimientos.** Desde el punto de vista geológico, los yacimientos se pueden clasificar en estratigráficos, estructurales y combinados.
 - **Estratigráficos:** delimitados por lentes de arenas, cambios de facies y/o cambios de permeabilidad
 - **Estructurales:** Ubicadas en trampas originadas por factores tectónicos tales como fracturas en calizas o rocas ígneas, fallamientos en areniscas o estructuras plegadas como anticlinales, sinclinales, domos salinos.
 - **Combinados:** Estos yacimientos pueden presentar combinaciones de las clasificaciones anteriores.

2.2.9. Propiedades petrofísicas de yacimientos de hidrocarburos

- **Porosidad:** Definida como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, la cual, según la interconexión del volumen poroso, puede ser definida como absoluta, efectiva y no efectiva. (Escobar, 2012)
- **Permeabilidad:** Se define así a la capacidad que tiene la roca o medio poroso para permitir la circulación de fluidos a través de dicho medio. (Archer & Wall, 1986)
- **Saturación de fluidos.** Se conoce así a la relación que expresa la cantidad de fluido que se encuentra saturando el medio poroso. Este

valor, junto al volumen poroso permiten determinar la cantidad de fluido que se alberga en la roca. (Escobar, 2012)

- **Saturación de agua:** Fracción del espacio poroso ocupado por el agua, asimismo la fracción restante se asume contentiva de petróleo o gas. El supuesto general es que inicialmente el yacimiento estuvo saturado completamente de agua y a través del tiempo geológico, petróleo y gas migraron hacia la formación porosa, desplazando el agua. (Prado, Luna, & Laya, 2018)
- **Saturación de agua irreducible:** corresponde al agua que no se desplaza y que la permeabilidad relativa para el agua es igual a cero. (Prado, Luna, & Laya, 2018)
- **Resistividad de la formación:** la resistencia eléctrica es la propiedad de un material de impedir el paso de una corriente eléctrica y es definida como la relación entre el voltaje que es aplicado al cuerpo y la corriente que efectivamente fluye a través de él. (Prado, Luna, & Laya, 2018)

2.2.10. Propiedades de los fluidos del yacimiento.

El conocimiento de estas propiedades es vital para el análisis del comportamiento de yacimiento, cálculo de reservas y diseño de simulaciones, muchas veces son determinadas en laboratorio a través de ensayos a muestras de fluidos tomadas en el fondo de pozos. Algunas de las principales:

- **Gravedad API:** Parámetros de caracterización del crudo comúnmente usado. Mide la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La fórmula arbitraria utilizada para obtener este efecto es: Gravedad API = (141,5/GE a 60 °F) - 131,5; donde GE es la gravedad específica del fluido. (Paris, 2009)
- **Relación gas-petróleo en solución (Rsi):** Solubilidad del gas natural en un crudo, dada en pies cúbicos normales de gas natural (PCN)

disueltos en un barril normal de crudo (BN) a condiciones de presión y temperatura. (Paris, 2009)

- **Factor de compresibilidad (Co):** Se define como el cambio unitario de volumen con la presión a temperatura constante de un líquido subsaturado existente entre la presión del punto de burbuja y la presión estática original del yacimiento. (Paris, 2009)
- **Factor volumétrico del petróleo (Bo):** Se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución. (Escobar, 2012)
- **Propiedades críticas:** Conjunto de condiciones de presión, temperatura y volumen a las cuales la densidad y otras propiedades del líquido y gas se vuelven idénticas, es decir, donde no es posible diferencia si el elemento estudiado se trata de un gas o líquido. (Escobar, 2012)
- **Peso molecular:** definido como la suma de los pesos atómicos de los elementos que se encuentran formando una molécula. Útil para comprender otras propiedades físicas como punto de fusión y ebullición. (Escobar, 2012)

2.2.11. Yacimientos de Hidrocarburos en Venezuela.

Ubicación (Cuenca). Las zonas con mayor potencial petrolífero en el país y por ende donde se encuentran establecidos los yacimientos de Venezuela se encuentran distribuidos en 4 cuencas (Petroleos de Venezuela, 2023)

- **Cuenca Oriental:** La cuenca más extensa del país con más de 150.000km², en ella se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco, ocupa los Estados Delta Amacuro, Monagas, Sucre, Guárico, Cojedes y parte de Bolívar.
- **Cuenca Maracaibo – Falcón:** Encontrada en la parte noroccidental de Venezuela, posee una extensión de 67.000km², entre los Estados Zulia y Falcón principalmente y luego parte de Táchira, Trujillo,

Mérida, Trujillo, Lara, Yaracuy y Carabobo; se caracteriza por poseer crudo principalmente liviano con gravedad mayor a 31° API.

- **Cuenca Barinas-Apure:** La segunda más extensa del país con 87.000km² y situada entre los Estados Apure, Barinas y porciones menores de Portuguesa, Táchira y Cojedes. Comercialmente no ha sido una cuenca tan desarrollada como las dos mencionadas previamente.
- **Cuenca Tuy-Cariaco:** La de menor extensión (14.000km²) y menos explorada, tiene la característica de poseer gran parte de la misma “offshore” y se extiende desde Barlovento, Estado Miranda hasta el Golfo de Cariaco en Sucre.

2.2.12. Área Bajo Régimen de Administración Espacial.

Áreas Bajo Régimen de Administración Especial (ABRAE), se conocen así a todo espacio dentro del territorio venezolano sometidas a un régimen especial de manejo, ya sea por normas o directrices que persiguen la defensa, conservación y mejoramiento por características excepcionales que no son encontradas en el resto del país. En la actualidad un 68,4% del total de la superficie del país tiene la designación de ABRAE (MINEC, 2022)

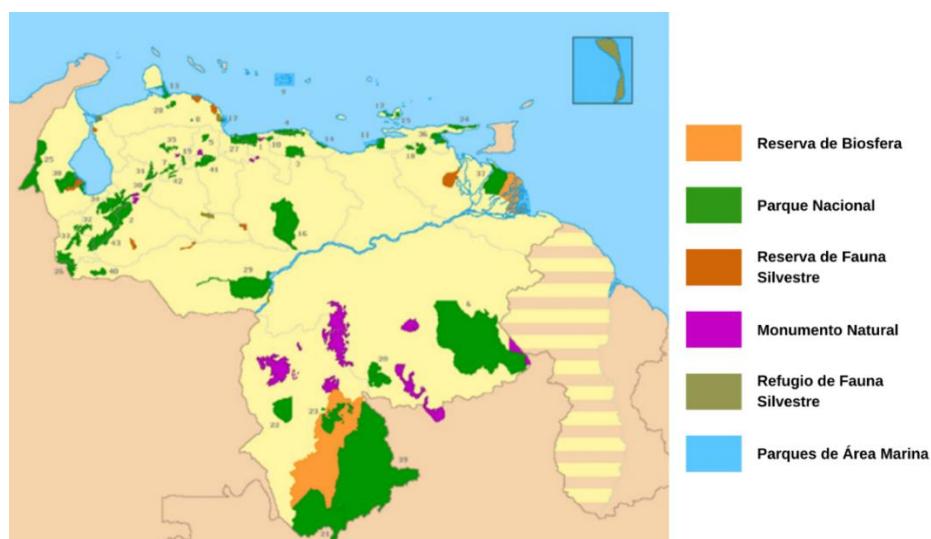


Figura 5. Mapa de la ubicación de las zonas bajo régimen especial en Venezuela. (Tomado y modificado de Contreras *et al.*, 2010)

2.2.13. Sistemas de Información Geográfico (SIG).

Sistema de Información que trabaja a partir de datos referenciados por coordenadas espaciales o geográficas. Por ende, un SIG cumple con las características de una base de datos, así como un conjunto de operaciones que trabajan con dichos mandos. (Star & Estes, 1990)

Dentro de los elementos básicos que componen un SIG, se encuentran 5 componentes:

- Los datos que fungen como materia prima para el trabajo en un SIG, y que suministran la información geográfica vital para la propia existencia de los SIG.
- Los métodos que no son más que el conjunto de formulaciones y metodologías que se aplican sobre los datos
- *Software* o aplicación informática en la que puedes trabajar con los datos e implementar los métodos.
- El *Hardware* necesario para ejecutar el *software*
- Las Personas encargadas del diseño del *software*.

2.2.14. Modelo Geológico.

Cáceres (2015) define los modelos geológicos como una representación de la distribución espacial de características geológicas y petrofísicas, realizado a partir de información de entrada y cuyo objetivo es generar un modelo predictivo del comportamiento de atributos geológicos/petrofísicos con interés generalmente económico, académico o estratégico.

• Modelo Estático

Se define así a aquel modelo que representa las propiedades sin variación en función del tiempo, entre ellas la porosidad, la permeabilidad, el espesor, las fallas, ambiente de sedimentación, etc., y unidos permiten representar el yacimiento objeto de estudio. (Teixeira, 2016) El modelo estático se conforma por submodelos

tales como el modelo estratigráfico, el modelo estructural y el modelo petrofísico.

- **Aspectos claves para la construcción de modelos geológicos.**

- Mapeo, recolección y manejo de información y datos geológicos
- Conceptualización geológica
- Construcción del modelo a través de un *software* acorde a los objetivos perseguidos
- Validación de construcción de modelos

2.2.15. Mapas de Isopropiedades

Representación gráfica de la distribución de una propiedad de la roca en un yacimiento. La principal aplicación dada a este tipo de mapas es la determinación del paso del fluido en la roca y determinar en qué zonas se tiene las mejores características de acuerdo a criterios establecidos y planificar un lugar de perforación. (Teixeira, 2016)

Algunos tipos de mapas de isopropiedades se enlistan a continuación:

- Mapa de porosidad efectiva.
- Mapa de arcillosidad (Vsh): distribución de arcillas dentro del yacimiento.
- Mapa de arena neta (AN): representación de espesor y geometría de un cuerpo de arena con calidad de yacimiento determinada estableciendo el tope y la base del cuerpo.
- Mapa de arena petrolífera (ANP): representación de geometría de la arena neta saturada de hidrocarburos y se elabora a partir de la interpretación de los registros de rayos gamma, registros de densidad y resistividad.

2.3. Geología Regional

2.3.1. Cuenca Oriental de Venezuela. Generalidades.

La Cuenca Oriental de Venezuela está situada en la región centro-este del país, descrita por González de Juana *et al.* 1980, como una depresión topográfica y estructural con una longitud de 800 km. en sentido este-oeste y 200 km. de norte a sur, abarca parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y una extensión menor en el estado Sucre. La cuenca es asimétrica con su flanco sur ligeramente inclinado al norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos.

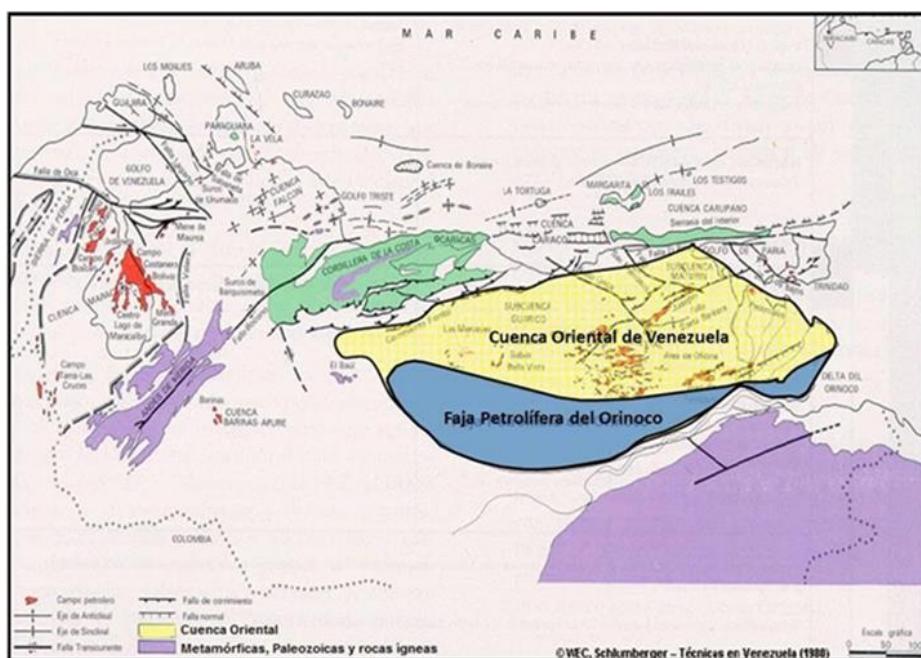


Figura 6. Mapa de la Cuenca Oriental de Venezuela y la FPO (WEC, 1997)

La misma está limitada al norte por la línea del piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental; al sur por el río Orinoco desde la desembocadura del río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al este de 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 hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco, al oeste limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, siguiendo el curso de los ríos Portuguesa y Pao. Su superficie abarca 165.000 Km² y el espesor de las

columnas sedimentarias terciarias varía desde pocos centenares de metros en los bordes meridional y occidental, hasta 6 y 8 km en las partes profundas de la cuenca.

En la cuenca de Venezuela Oriental se distinguen ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área mayor de Anaco, Área mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiquire y Área de Pedernales y la Faja Petrolífera del Orinoco. Sin embargo, dichas áreas no son unidades necesariamente geológicas pues muchas veces presentan características tan relacionadas entre sí que solamente la distancia y razones operativas justifican tal subdivisión.

2.3.2. Evolución de la Cuenca Oriental.

González de Juana *et al.*, 1980 describe la evolución de esta cuenca como una relativamente simple por el hecho de haberse encontrado desde el Paleozoico apoyado sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Caracterizada por los suaves movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia para el desarrollo final de la cuenca. Por lo tanto, la forma actual no fue alcanzada sino hasta después del Eoceno superior ni alcanzó su forma definitiva hasta el Mioceno inferior (\pm 20 m.a.), su prehistoria está situada en el Devónico-Carbonífero, hace unos 350 millones de años. Durante dicho periodo se reconocen tres ciclos sedimentarios separados: el primero corresponde al Paleozoico Medio –Superior y Superior, luego uno iniciado durante el Cretácico Medio y se hace regresivo durante el Terciario Inferior y el tercero desarrollado durante el Terciario Superior y definitivo para la configuración de la cuenca petrolífera en su estado actual.

EVOLUCIÓN DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

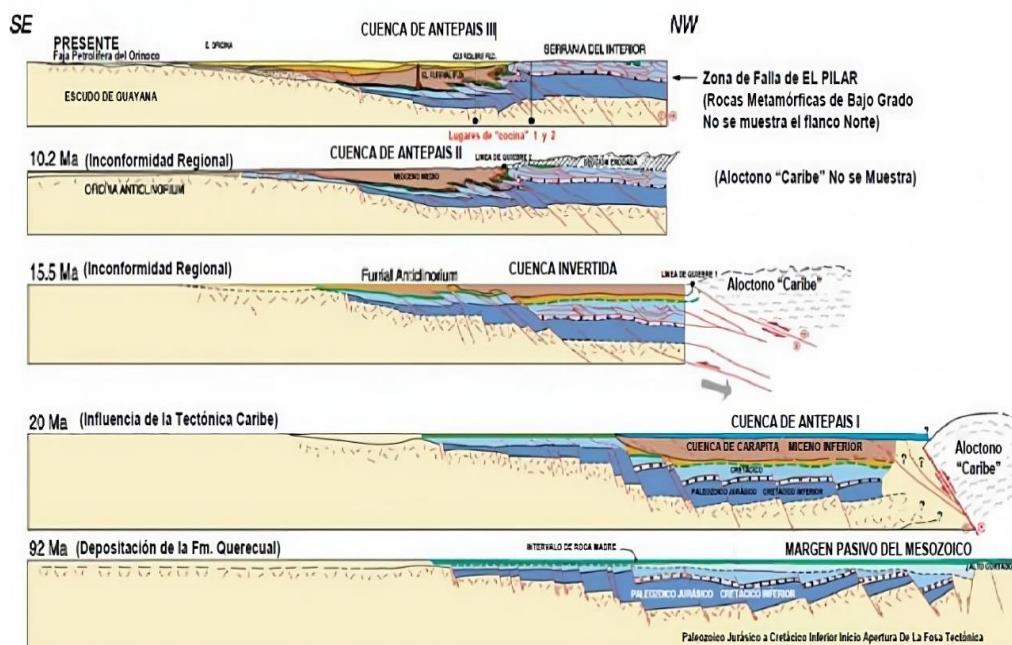


Figura 7. Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela (Fuente: Prado et al. 2018)

2.3.3. Faja Petrolífera del Orinoco

Representa el borde meridional extremo de la Cuenca Oriental. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los Estados Anzoátegui y Monagas. Posee una extensión aproximada de 55.314 km² y un área de explotación e 11.593 km². Indica González de Juana *et al.* 1980 que según lo estudiado en las columnas sedimentarias de edad Cretácico y Terciario Superior, los sedimentos perforados indican ambientes de muy poca profundidad los cuales se desarrollan sobre dos penillanuras, en la región situada cerca del borde septentrional del Cratón de Guayana. En esta zona las columnas sedimentarias con potencial petrolífero tienen escaso espesor y las profundidades de soterramiento de los horizontes petrolíferos fueron insuficientes desde el momento mismo de su sedimentación.

La FPO fue dividida en cuatro grandes áreas, organizadas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (Fig. 6) segmentado cada uno en 29 bloques de 500 km² aproximadamente cada uno. Dichos campos presentan como principal característica la presencia de crudos pesados a extrapesados.

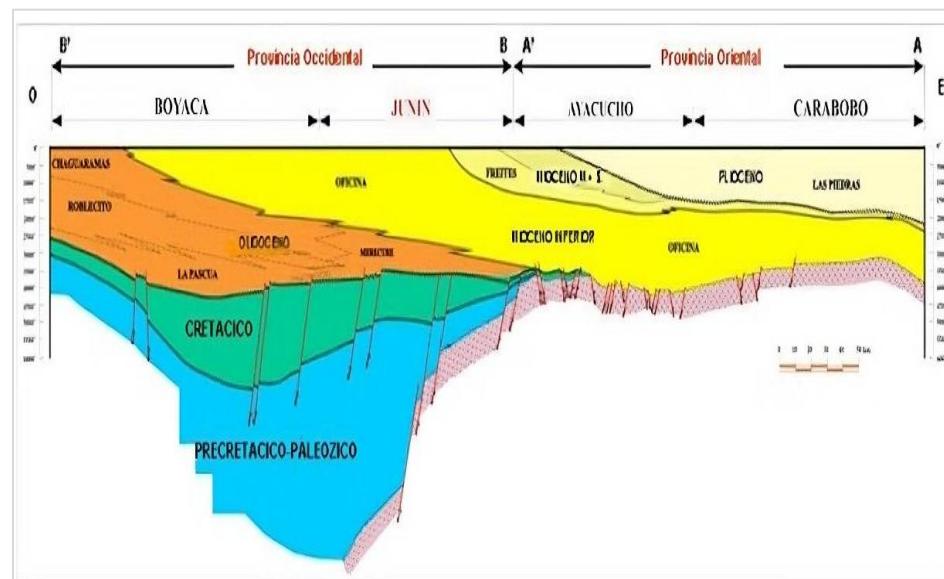


Figura 8. Corte Geológico O-E FPO (Procadet, 2012)

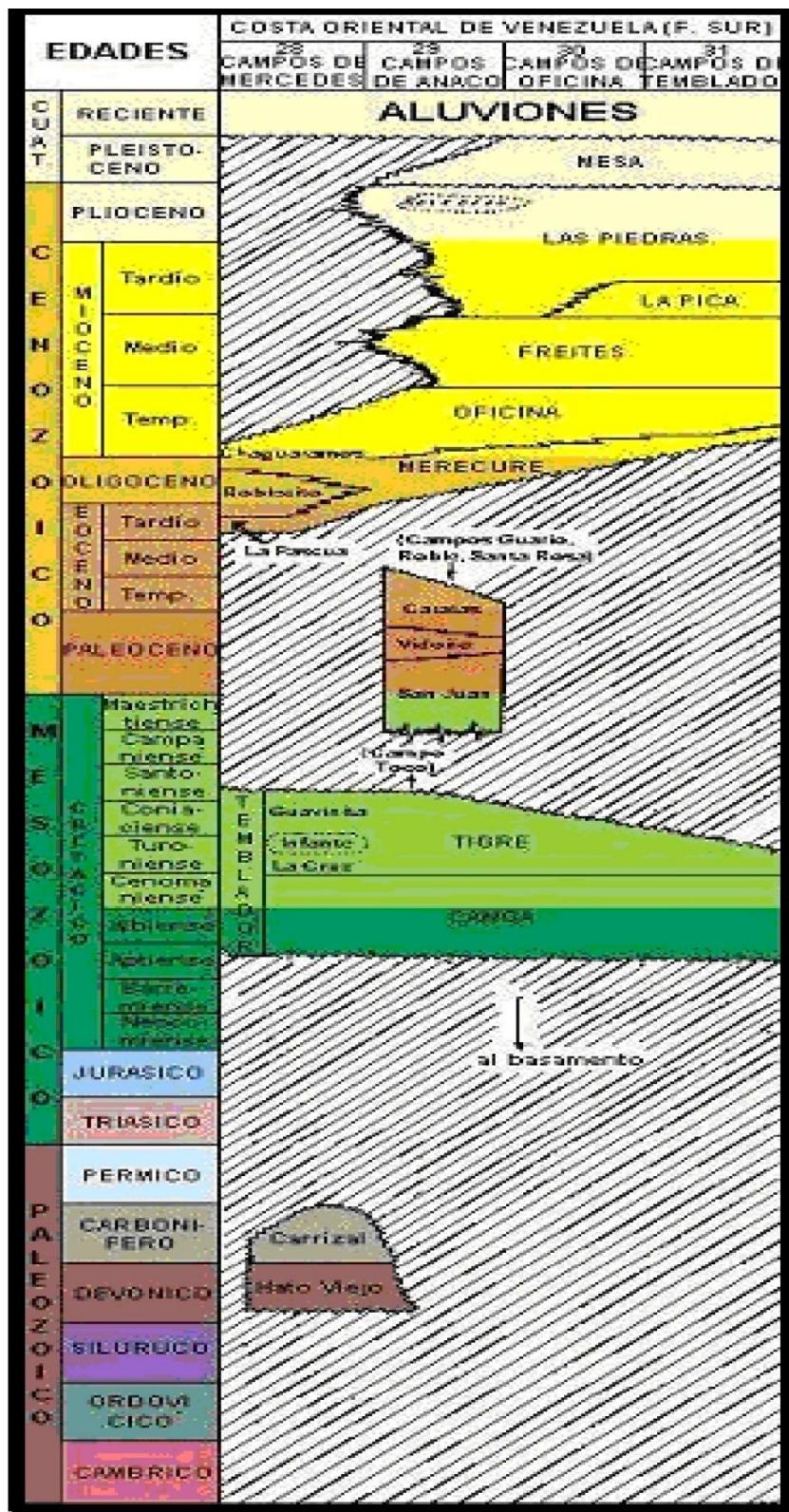


Figura 9. Columna estratigráfica de la FPO (tomado de Cabrales & Jarohueh, 2011)

2.3.4. Modelo estratigráfico

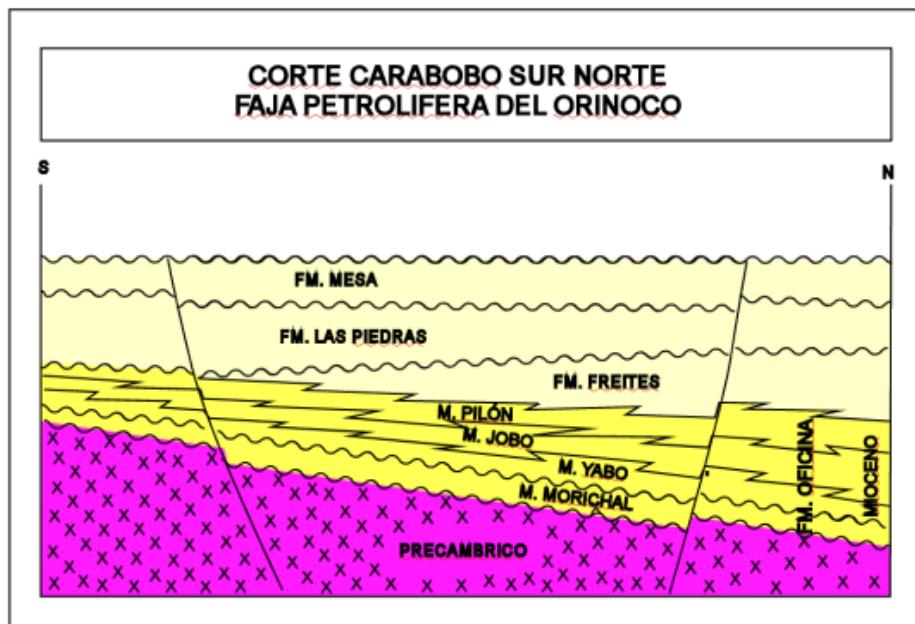


Figura 10. Corte Geológico de Área Carabobo (Procadet 2011)

- **Formación Mesa – Las Piedras.**

Estas dos formaciones, datan del Plioceno – Pleistoceno, las cuales ocupan el tope de la columna sedimentaria, en muchas literaturas son consideradas como una sola unidad por ser tan complicada la diferenciación entre dichas formaciones, la litología de la misma, definidas primero por Hedberg & Pyre, 1944 se encuentra conformada por gruesos paquetes de arena de grano grueso y gravas de cemento ferruginoso casi de manera exclusiva, posee en cantidades menores limolitas carbonosas y lutitas. Esta formación no posee hidrocarburos, sin embargo, su importancia radica en la presencia de reservas grandes de agua dulce, almacenados dentro de los intervalos conglomeráticos y arenosos que conforman la roca. Estas características litológicas y las asociaciones faunales sugieren una predominancia de paleoambientes fluviales durante la sedimentación de la unidad. En el caso de la Formación las Piedras estudios detallados asocian a esta formación ambientes transicionales relacionados con sistemas de lagunas y barreras costeras (Moscardelli, 2000)

- **Formación Freites**

Esta formación se encuentra en contacto concordante suprayacente a la Formación Oficina, considerada de origen marino y litológicamente consiste en lutitas, arcillas y areniscas calcáreas glauconíticas y fosilíferas, medianamente consolidado de grano fino a medio. De edad Mioceno superior, se distingue fácilmente en el sector Norte-central del área Carabobo y a medida que avanza hacia el sur, las arenas basales de la formación son confundidas con las areniscas del Miembro Pilón al tope de la Formación Oficina, dado que ambas unidades son lutíticas, por ende, la diferenciación de ambas se realiza con apoyo en métodos, bioestratigráficos. (SERVIGEOMIN, 1997). Los ambientes asociados a esta formación son marino somero y margen deltaico.

- **Formación Oficina**

Esta formación se encuentra sobre el basamento ígneo metamórfico de forma discordante y subyacente de manera concordante con la Formación Freites. De edad Mioceno inferior a medio y dividida en cuatro miembros, mencionado de tope a base: Pilón, Jobo, Yabo y Morichal (SERVIGEOMIN, 1997)

- **Miembro Pilón.**

Representa el tope de la Formación Oficina, caracterizada por una sección arcillosa transgresiva con escasos lentes arenosos, sus contactos son concordantes, pasando de esta manera hacia arriba a la formación Freites (Santos & Frontado, 1987). Fácilmente reconocible al norte del área, pero difícil correlacionar hacia el sur donde cambia a una facies arenosa, que contiene petróleo. Hacia el oeste del área, donde se profundiza la cuenca y se desarrollan gruesos paquetes de arena de hasta 190 pies de espesor que contienen agua. Consiste en una secuencia principalmente arcillosa con intercalaciones de arenas depositadas en un ambiente distal. (SERVIGEOMIN, 1997)

- **Miembro Jobo**

Nombre introducido y publicado originalmente por Key, 1977, tiene espesores de 39-73 m y consiste en arenas sueltas de grano fino a medio, a veces con lutitas macizas o laminadas intercaladas en la secuencia; en esta secuencia predominantemente arenosa se encuentran todavía capas de lignito muy delgadas. En el extremo superior del miembro, encima de la primera arena petrolífera de Fm. Oficina, se encuentra una secuencia de unos 13 m, compuesta por lutitas arenosas calcáreas y glauconíticas, fosilíferas. Secuencia que continúa hacia arriba y pasa transicionalmente a los ambientes más marinos de la Formación Freites. Es el segundo miembro más importante en el área petrolífera dentro del Fm. Oficina después del Miembro Morichal. (SERVIGEOMIN, 1997)

- **Miembro Yabo.**

Descrito por primera vez por Key (1977), tiene un espesor promedio de 14 metros y muestra predominantemente lutitas grises fosilíferas, micáceas y carbonáceas, interestratificadas con capas delgadas de arena gris de grano fino. El ambiente indica una transgresión marina de corta duración, representa una corta invasión marina entre los Miembros Morichal y Jobo. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, SERVIGEOMIN, 1997)

- **Miembro Morichal.**

El miembro de mayor importancia petrolífera de la Formación Oficina, descrito por primera vez por Key (1977) conformado por arenas masivas, generalmente cuarzosas, de color marrón, grano medio, pobre escogimiento y de ambiente fluvio-deltaico donde las facies predominantes se asocian a deltas dominados por proceso de marea. Es a su vez, el miembro de mayor espesor, de 400 a 650 pies (196 m) aproximadamente, donde también existen intercalaciones de lutitas y arenas con espesores de 80 a 100 pies (24 -30 m), a veces

totalmente impregnadas por petróleo. Hacia la parte superior del Miembro empieza la desaparición de las areniscas macizas y comienza el cambio a las alternancias de lutitas y arena de menor espesor. (SERVIGEOMIN, 1997)

- **Basamento**

El basamento está como un complejo ígneo metamórfico (formado por granitos gnéisicos, tonalitas gnéisicas, esquistos cuarcíticos filitas) intensamente deformado y erosionado de edad Precámbrico. De relieve accidentado, irregular y fallado. (ARC, Solutions, 2012)

2.3.5. Geología Estructural

La Geología estructural dentro del área Carabobo mantiene el mismo patrón estructural de la cuenca Oriental de Venezuela, sobre todo en la parte sur de la misma. Esta estructura está definida por un homoclinal de buzamiento muy suave de rumbo aproximado noreste-suroeste; la misma se encuentra limitada por fallas normales principales y salto que oscilan en el rango de 40°-200°. El entrampamiento en esta área es principalmente de tipo estructural-estratigráfico, en donde el facto estratigráfico se representa por cambios laterales de facies los cuales dominan sobre el factor estructural. (Prado, M., Luna, K., & Laya, M. 2018)

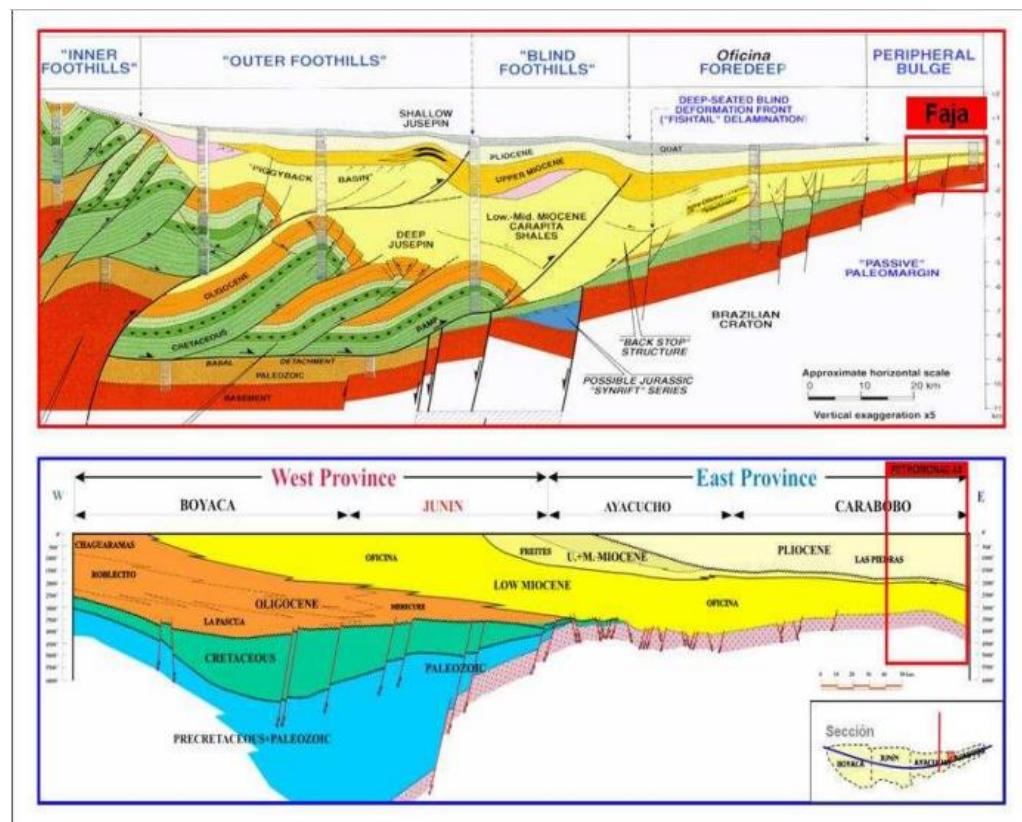


Figura 11. Cortes estructurales Norte-Sur y Este- Oeste en el Área Carabobo. (Procadet, 2011)

CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO

3.1. Nivel de la Investigación

Exploratoria. Efectuada sobre un tema u objeto poco estudiado, cuyos resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto. (Arias, 2012). Dicha investigación busca recabar información que permita formular una hipótesis y posteriormente realizar una investigación descriptiva.

3.2. Diseño de Investigación

Documental – Experimental. La presente investigación asocia dos diseños distintos, donde en primer lugar existe un proceso documental a través de la búsqueda, recuperación, análisis exhaustivo de datos obtenidos por otros autores y plasmados en diversas fuentes documentales. Posteriormente se emplea un diseño experimental donde los datos recolectados son empleados para llevar adelante una simulación que nos arroje un resultado qué nos permita formular conclusiones y posteriores recomendaciones.

3.3. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Revisión Documental. Proceso de búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, obtenidos por otros investigadores en fuentes documentales, las cuales pueden ser impresas, audiovisuales, o electrónicas. (Arias, 2012). A través de este proceso se pretende recopilar información concerniente a los aspectos técnicos a tomar en consideración en un proyecto de almacenamiento geológico de H₂.

Mapas Geológicos y topográficos. A través de los cuales se pueda comprender la configuración geológica y topográfica de la región donde esté ubicado el yacimiento objeto de estudio.

Sistema Operativo de Información Geográfica (SIG). Según Star & Estes, 1990. Define los SIG como un sistema de información diseñado para trabajar con

datos referenciados mediante coordenadas espaciales o geográficas. En cierto modo, un SIG es un mapa de orden superior.

- ArcGis. Es un *software* que utiliza Sistemas de Información Geográfica (SIG) para recopilar, organizar, administrar, analizar, compartir y distribuir información geográfica. (ArcGis Resources, s.f.). Este sistema consiste en tres partes claves:

- El *software ArcGis Desktop* que reúne un conjunto de aplicaciones SIG avanzadas.
- El *ArcSDE Gateway*, interfaz que administra la base de datos geográfica.
- El *software ArcIMS* es un SIG orientado al Internet para distribuir datos y servicios.

ArcGis es un sistema de partes que pueden ser organizadas en desktop individual o pueden ser distribuidas en una red de computadores heterogénea de estaciones de trabajo y servidores. (ESRI, 2002)

- ***ArcGis Desktop:*** Es el conjunto de aplicaciones integradas: *ArcMap*, *ArcCatalog* y *ArcToolbox*, herramientas que utilizadas en conjunto dan la posibilidad de realizar tareas a sencillas tales como mapeo, administración de datos, análisis geográficos, edición de datos y geoprocесamiento.
 - ***ArcMap:*** aplicación principal del *ArcGis Desktop*, es usada para todas las actividades basadas en mapeo, incluyendo cartografía, análisis de mapas y edición. Dicha aplicación ofrece diferentes formas de ver un mapa (vista de datos geográficos y una vista de diseño) que permite distintas tareas en el SIG.
 - ***ArcCatalog:*** Aplicación que permite al usuario organizar y administrar todos los datos SIG. Tiene herramientas de exploración y búsqueda de información geográfica.

- **ArcToolbox:** es una aplicación que provee herramientas SIG usadas para el geoprocесamiento. Estas herramientas son usadas comúnmente para la administración y conversión de datos.

CMG. Empresa de investigación canadiense que ofrece tecnología de *software* especializados en simulación de yacimientos para petróleo y gas. Los *softwares* ofrecidos por el grupo permiten la simulación desde procesos simples de recuperación hasta la elaboración de modelos térmicos, geoquímicos, comportamiento de fluidos y fases. *Computer Modelling Group LTD.* Agrupa distintos *softwares* en un ecosistema llamado *CMG Launcher*, interfaz dentro de la cual se acceden a los productos específicos. Dentro del paquete de CMG, los programas que serán utilizados se especifican a continuación:

- **Builder:** es una interfaz interactiva, intuitiva y fácil de usar que permite diseñar y preparar de forma rápida y eficaz modelos de simulación para todos los simuladores CMG a través de la especificación de propiedades de yacimiento.
- **WinProp:** crea descripciones de propiedades de fluidos sintonizados para simuladores CMG y datos de propiedades de fluidos de petróleo negro para *software* de simulación de yacimientos de terceros.
- **GEM:** es un *software* de simulación de yacimientos para el modelado composicional, químico y no convencional basado en ecuaciones de estado (EoS).

3.4. Procedimientos.

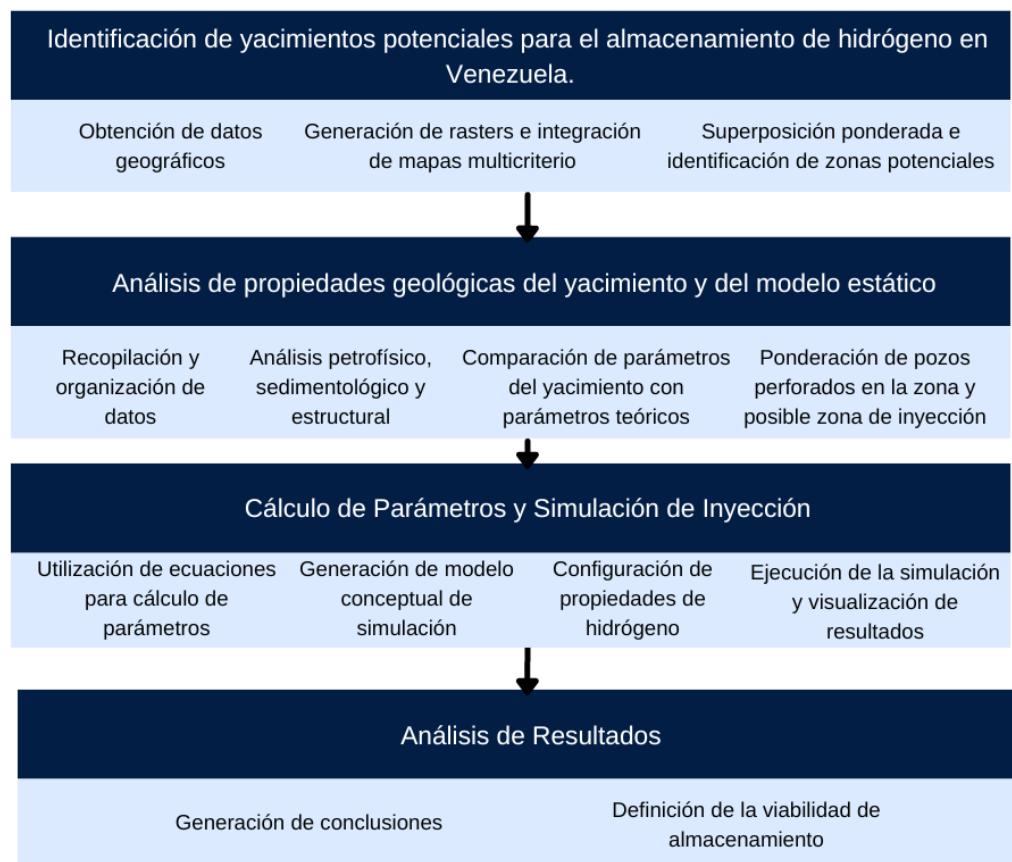


Figura 12. Esquema metodológico propuesto para la investigación.

3.4.1. Identificación de yacimientos candidatos para el almacenamiento de hidrógeno en Venezuela.

La misma se realizará utilizando análisis multicriterio acoplado con sistemas de información geográfica (**SIG**) y sensores remotos.

Para localizar los yacimientos de hidrocarburos potencialmente aptos para el almacenamiento de hidrógeno se tiene como primer paso, la obtención de datos geográficos y espaciales de interés tales como, **recopilación de mapas geológicos, de yacimientos de hidrocarburos sensores remotos de zonas ABRAE, sismicidad, cercanía de oleoductos y gasoductos, cercanía de población etc.**

A partir de los *shapefiles* reunidos, se procederá a generar *rasters* temáticos con el uso de herramientas de análisis geoespacial y rasterización. Una vez se posee el conjunto de *rasters* temáticos se procede con la integración de los mismos, a través del establecimiento de ponderaciones por criterio del autor a cada capa, se agrupan en conjuntos de criterios y a través de la herramienta *weighted overlay*. Finalmente, dichos polígonos o puntos serán discriminados a partir de la disponibilidad de información geológica relevante disponible de dicha zona como, fracturación, porosidad, permeabilidad y a su vez, contactos litológicos, fallas y pliegues en la zona (trampas).

3.4.2. Caracterización del yacimiento de hidrocarburo.

Será realizado a través de la revisión de trabajos previos, una vez seleccionado el campo dentro del Bloque Carabobo, se procede a puedan extraer registros de pozos, datos geofísicos, petrofísicos (especialmente la permeabilidad y porosidad), y con los cuales se pueda estimar los valores actuales de la formación candidata a almacenar H₂.

Una vez organizada toda la información y categorizada en información sedimentológica, petrofísica y estructural, se compara la misma con los parámetros teóricos establecidos en bibliografía aplicada al estudio especializado en almacenamiento geológico de hidrógeno, de esta manera poder dar conclusiones preliminares sobre la idoneidad del yacimiento seleccionado para el desarrollo del AGH.

3.4.3. Interpretación de modelo estático.

A través del acceso a un modelo estático previamente construido, uso de imágenes, mapas de isopropiedades, se evalúa el método de construcción del modelo para identificar posibles incertidumbres en los datos generados. Se procede con la evaluación de geometría, distribución areal y vertical de propiedades y se generan interpretaciones de cómo dichas propiedades pueden contribuir o afectar el desarrollo del almacenamiento geológico en el yacimiento.

3.4.4. Estimación de volumen de almacenamiento y parámetros clave.

Posterior al análisis de las propiedades geológicas e interpretación del modelo estático disponible, cada una de los valores expuestos por los autores serán utilizados como datos para el cálculo preliminar de la capacidad de almacenamiento a través de la ecuación propuesta por Ganesh *et al.* 2023, mostrada a continuación:

*Ecuación 1. Capacidad de almacenamiento de yacimiento de hidrógeno (Tomada de Ganesh *et al.* 2023)*

$$\frac{V_G}{V_R} = \frac{y_G \varphi (1 - S_{wi}) P}{Z P_0} \frac{T_0}{T} = y_G \varphi (1 - S_{wi}) \frac{\rho}{\rho_0}$$

Donde:

V_G = volumen de gas almacenado (ft³)

V_R = volumen de yacimiento bruto (ft³)

y_G = Fracción de gas de trabajo: se supone que es 1 para las estimaciones de capacidad

φ = Porosidad del yacimiento (adimensional)

S_{wi} = Saturación de agua del yacimiento (adimensional)

P, T, ρ Presión, temperatura, densidad en condiciones de yacimiento (psia, Rankine, lb/ft³)

P₀, T₀ Presión, temperatura, densidad en condiciones superficiales (psia, Rankine, lb/ft³)

Z = Compresibilidad del gas (adimensional), para hidrógeno se asume valor aprox. 1

Es importante acotar que, para la aplicación de la ecuación anterior, el yacimiento se asume agotado, puesto que no se considera la saturación de petróleo, por esto la misma no debe ser tomada como un valor definitivo. Para el cálculo efectivo del volumen se harán cálculos efectivos, entre ellos, la densidad del hidrógeno a condiciones de yacimiento (ρ_0) y una estimación de lo que sería la presión de inyección

de hidrógeno (P). Las expresiones base para cada cálculo fueron los siguientes:

$$\rho = (P * M) / (R * T) \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

- P : Presión inicial de yacimiento.
- M : Masa molar del hidrógeno
- R : Constante universal de los gases
- T : Temperatura promedio

$$P_{\text{inyección}} = P_{\text{hidrostática}} * 1.2 \quad \text{Ecuación 3}$$

$$P_{\text{hidrostática}} = \rho_{\text{de fluido}} * g * h$$

Donde:

- g = valor de aceleración por gravedad.
- h = Profundidad de inyección.

De la misma forma en este segmento del trabajo se calculará el volumen de gas perdido por difusión, parámetro esencial considerando el tamaño de la molécula del hidrógeno y su alta difusividad en consecuencia. El valor obtenido se trata de una aproximación teórica dentro de un escenario ideal, que al ser comparado con el volumen almacenado y relacionarlos porcentualmente, permiten dar una aproximación conservadora de la capacidad del yacimiento para resguardar el hidrógeno de manera integral. Dicha ecuación, propuesta igualmente por Ganesh *et al.* (2023), se muestra a continuación:

Ecuación 4. Volumen perdido del gas por difusión a través de la capa sellado (Tomada de Ganesh et al. 2023)

$$\frac{V_{dG}}{A} = 2Sol_G \sqrt{\frac{D_e \varphi_d t}{\pi}}$$

Donde:

V_{dG} = Volumen de gas perdido por difusión (ft³)

A = Área de yacimiento (ft³)

Sol_G = solubilidad del gas en el agua de formación
(soluto ft³ / disolvente ft³)

D_e = Coeficiente de difusión efectivo para el gas
(ft²/s)

Φ_d = Porosidad del medio difusivo, en este caso
Mbo. Yabo (adimensional)

t = Tiempo (s)

D_g = Coeficiente de difusión en agua (ft²/s)

δ = Factor de restricción en los poros (igual a 1)

τ = tortuosidad de los poros (adimensional) (igual a
1)

m = Coeficiente de cementación. 1,61 en este
estudio.

La ecuación anterior es complementada por la ecuación para determinar el coeficiente de difusión efectivo (D_e):

Ecuación 5. (Tomada de Ganesh et al. 2023)

$$D_e = D_g \varphi_d \delta / \tau$$

Finalmente, la ecuación 4. se complementa con las aproximaciones de la solubilidad del gas (**Sol_G**) y el coeficiente de difusión en gas (**D_g**) a través de correlaciones contenidas en Young *et al.* (s.f.).

3.4.5. Simulación de inyección y extracción de Hidrógeno.

A través de la construcción de un modelo conceptual mediante el uso de las propiedades del yacimiento, usando el *software Builder*, uno de los productos ofrecidos por parte de CMG, simplificando la geometría, usando un modelo “*shoe box*” y así, de manera preliminar, conocer el comportamiento del gas en el yacimiento. La información utilizada para el modelo estará basada en los mapas y los datos petrofísicos, serán hechas suposiciones cualitativas para el almacenamiento, tales como las litologías y zonas del yacimiento más atractivas para la inyección y cuantitativas para la determinación de aquellos valores no disponibles en la bibliografía no consultada.

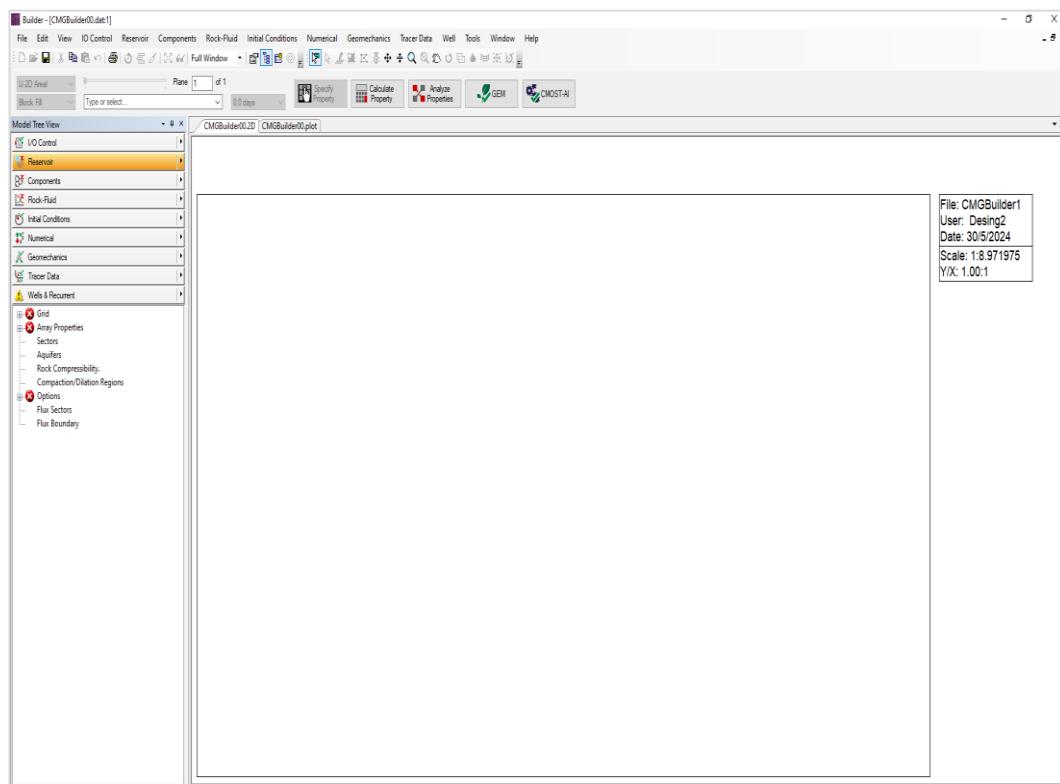


Figura 13. Interfaz del módulo Builder, subproducto de CMG.

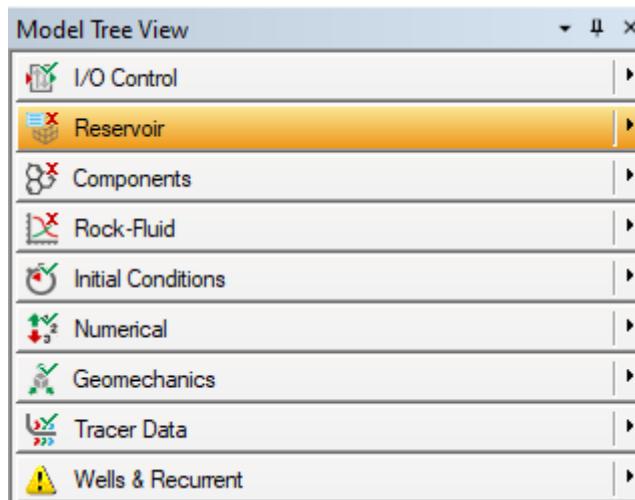


Figura 14. Segmentos de configuración del modelo.

- **Dimensiones del modelo conceptual.**

El primer paso a realizar para la ejecución, es configurar los ajustes del simulador del yacimiento, en el mismo se define como simulador al módulo GEM, en detrimento de otros módulos como IMEX y STARS, esto se realiza de esta manera gracias a las bondades que ofrece GEM para la simulación de AGH. Se define de la misma manera las unidades de trabajo, en este caso *Standard International Units*, se selecciona *Single Porosity* como porosidad de trabajo y finalmente se define la fecha de inicio para la simulación.

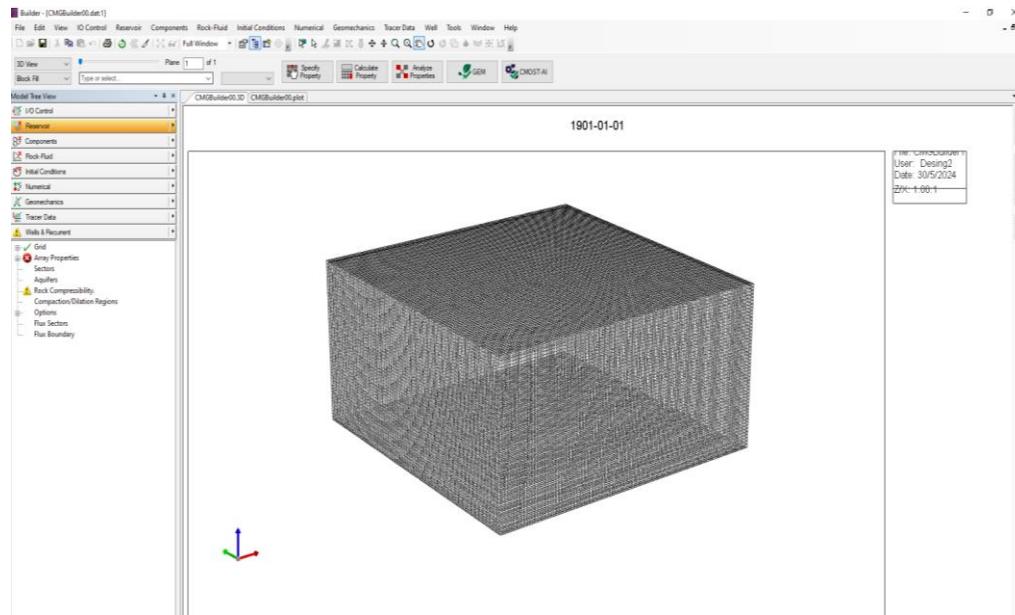


Figura 15. Vista de un bloque con dimensiones definidas, sin propiedades especificadas.

Una vez configurados los ajustes se procede con la definición de las dimensiones de la red dentro de la cuál serán especificadas todas las propiedades recabadas en los análisis y caracterizaciones previas. Junto a la profundidad, espesor y propiedades petrofísicas, dentro de la configuración del yacimiento, también es necesario establecer los valores de compresibilidad de roca (*rock compressibility*), en este caso definido a través del uso de la siguiente expresión matemática:

Ecuación 6. Compresibilidad de Roca (Tomada de Iqbal & Satter, 2016)

$$c_f = -\frac{1}{V_\phi} \left(\frac{\delta V_\phi}{\delta P} \right) T$$

Donde:

Cf: Compresibilidad de la roca (1/psi)

V_φ: Volumen poroso de la roca (ft³)

P: Presión de la formación

T: Dicho subíndice indica que el cambio de volumen de los poros con la presión se produce en condiciones isotérmicas.

- **Componentes (WinProp)**

Una vez se encuentran definidas las propiedades del yacimiento, es necesario definir la composición inicial del yacimiento y los porcentajes de cada elemento dentro del mismo, esto se hace a través de la selección de los componentes dentro de la librería predeterminada provista por WinProp, a excepción del crudo pesado como componente, el cual es insertado por el usuario a través de la escritura de la presión critica, temperatura critica, peso molecular y factor acéntrico, datos encontrados en los reportes y trabajos bibliográficos sobre la zona de estudio.

- **Modelo Roca – Fluido**

A través de datos de permeabilidades relativas disponibles en las fuentes bibliográficas de la zona de estudio se insertan los valores en las herramientas del *Builder*, los cuales a través hacen uso de los datos y a partir de correlaciones determinan las gráficas de permeabilidad relativa (tabla Agua-Petróleo y tabla Gas-Líquido).

- **Otras configuraciones.**

Dentro de este segmento se definen las condiciones iniciales del yacimiento, presión, saturación de agua y la composición global usados en el yacimiento. Todos estos datos son extraídos de la bibliografía revisada.

Finalmente se establecen los controles numéricos, que son aquellos valores que definen la tolerancia del modelo a variaciones de presión y composición, así como los pasos requeridos para elaborar operaciones matemáticas. El programa ya dispone unos valores predeterminados que pueden ser utilizados en el modelo. Se

configuran los pozos inyectores y productores en el área, los tiempos de operación, y tasas de inyección y producción de los mismos.

Por último, se definen las variables que el programa utilizará para generar los resultados de interés para la simulación, como, por ejemplo, variaciones en la permeabilidad relativa, cambios en las propiedades del crudo, modificaciones en las condiciones del yacimiento y saturación del gas.

- **Variables Especiales consideradas**

- **HCPVIN (Porcentaje de hidrocarburo inyectado en el volumen poroso):** Variable numérica que sirve para monitorear la eficiencia del hidrógeno para desplazar el crudo dentro del yacimiento. Si los valores de HCPVIN sube con velocidad y luego se estabiliza indica que el hidrógeno está sustituyendo con eficiencia el crudo en el yacimiento.
- **PAVG (Presión Promedio del yacimiento):** Importante para monitorear la integridad del yacimiento, puesto que un aumento súbito de la misma puede ocasionar fracturas en la roca, consecuente vía de escape para el hidrógeno. De la misma forma, permite observar la capacidad de almacenamiento y recuperabilidad del gas, fuertes caídas de presión a raíz de la producción y desplazamiento del crudo pueden comprometer estos dos parámetros.
- **RECG (Recuperación total de gas):** Valores comprendidos de 0 a 100, cualquier valor puede ser considerado como un valor positivo dado que indica que se recupera el hidrógeno inyectado, sin embargo, valores bajos pueden ser signo de pérdidas de hidrógeno por distintos motivos, entre ellos, reacciones químicas, solubilidad en el petróleo o fugas del hidrógeno.

Finalmente, a través de *GEM* se lleva a cabo la simulación composicional de los fluidos, que permita realizar una primera hipótesis sobre el comportamiento del sistema y luego dichos resultados sean visualizados en el modelo *Results* dispuesto en *CMG*.

3.4.6. Resultados y Recomendaciones.

Basado en los resultados de simulación y en las condiciones del yacimiento observadas en los estudios previos, serán alcanzadas conclusiones preliminares sobre la viabilidad de destinar el yacimiento seleccionado para albergar hidrógeno en el medio poroso y mantenerlo in situ a largo plazo. Así como los riesgos que podrían suscitarse a la hora de desarrollar dicha actividad y que otros estudios deberían realizarse para obtener mayor certeza y disminuir la incertidumbre respecto al caso presentado.

3.5. Limitaciones

- El análisis geológico está basado en información recopilada previamente de fuentes bibliográficas existente.
- Los modelos propuestos para la estimación de la viabilidad de almacenamiento son estáticos y conceptuales, cuya complejidad es limitada y solo arrojan aproximaciones preliminares al comportamiento pleno de los fluidos en el yacimiento.
- Al examinar un yacimiento específico, las condiciones presentadas no son necesariamente extrapolables a otras zonas, por tanto, es impreciso generalizar los resultados presentados en esta tesis a otros yacimientos.
- Las interpretaciones se realizan en modelo estático ya existente, usando los datos recabados por autores previamente.
- Algunos de los datos usados dentro de la configuración de la simulación se han determinado a través de correlaciones empíricas, y podrían demandar trabajos experimentales posteriores para aumentar la exactitud de los cálculos aquí mostrados.

CAPÍTULO IV. CONTEXTO GEOLÓGICO

El campo objeto de estudio, conocido como Cerro Negro I, se encuentra ubicado dentro de la FPO, en el extremo oeste del Bloque Carabobo, enmarcada en la subcuenca de Maturín dentro de la cuenca oriental de Venezuela. Este campo es uno de los campos con mayor acumulación de crudo pesado y extrapesado del mundo. El campo tiene una extensión de aproximadamente 184 km² y es operado por la empresa mixta Petromonagas la cual es una empresa conjunta entre PDVSA (60%) y Rosneft Oil Company (40%) respectivamente.

Los yacimientos de dicho campo están caracterizados por arenas no consolidadas depositadas en un ambiente fluvio-deltaico, que contienen crudo extra pesado de 8 – 8, 5° API con una viscosidad de petróleo en el rango de 1400 – 1850 centipoise. La columna litoestratigráfica del área de estudio está conformada de base a tope por sedimentos de la Formación Oficina (Mioceno temprano a medio) la cual descansa de manera discordante sobre el basamento cristalino y en algunos segmentos sobre estratos sedimentarios posiblemente cretácicos sedimentarios conocidos como “Basamento meteorizado”, seguidamente se depositaron de manera concordante los sedimentos de la Formación Freites (Mioceno Tardío) y las Formaciones Mesa - Las Piedras (Plio – Pleistoceno). (Figura 16)

La Formación Oficina se encuentra conformada de base a tope por los miembros Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. El Miembro Morichal representa el intervalo de mayor interés en el ámbito petrolífero, de la misma forma este miembro cuenta con más de 20 años de producción primaria lo que lo acerca a su etapa de desarrollo maduro. Ante este hecho se han realizado múltiples estudios evaluando varios métodos de recuperación y formas de mantener la producción del yacimiento. Estas premisas hacen que el Miembro Morichal sea uno ampliamente estudiado y con disponibilidad de información para el estudio la viabilidad de AGH.

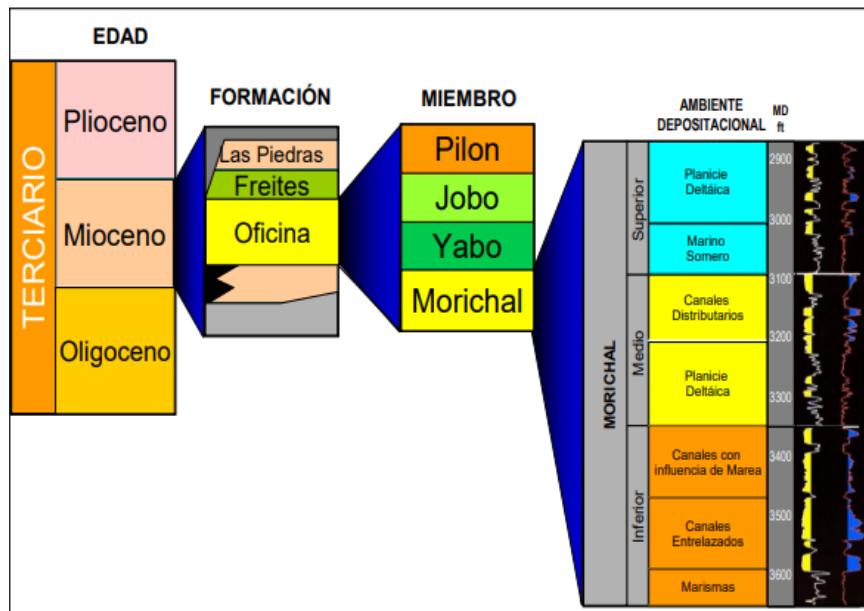


Figura 16. Columna Estratigráfica de Formación Oficina y ambientes depositacionales de los miembros
(Petromonagas S.A. 2012)

4.1. Descripción estratigráfica.

Este miembro contiene las arenas basales de la Formación Oficina, generalmente arenas cuarzosas, de color marrón, grano medio y escogimiento pobre, depositadas en un ambiente fluvio-deltaico donde las facies predominantes se asocian a deltas dominadas por procesos de marea. Además de las arenas podemos encontrar intercalaciones de lutitas y limolitas con presencia de intervalos de carbones.

Según el análisis hecho por Prado *et. al.* (2018) indican que la cuenca presenta una profundización en sentido SE-NO, de manera que se facilita la acumulación de arenas más espesas o representativas en ese sentido, evidenciado con la última unidad de Morichal inferior, deposición controlada por la topografía del basamento en la misma dirección de buzamiento.

Morichal inferior presenta continuidad en el yacimiento, comprometida en secciones de la base por el basamento irregular y por cambios laterales característicos de los ambientes fluviales y verticalmente cambian a depósitos de tipo transicional heterogéneos asociados a los quiebres ambientales

de Morichal medio, donde se interpreta la presencia de un estuario con alta influencia de marea. Las capas de lutitas encontradas en Morichal medio fueron analizadas por Yow-Yuh Chen (2001) citado en Prado *et al.* 2018 y develan la primera entrada marina a la zona, denominada entonces como M2MFS, corroborado por su estudio palinológico que muestra el aumento de dinoflagelados y abundancia de phytocuticles, y hacia el tope de la secuencia se define la unidad Morichal superior donde incrementa la influencia marina y está presentada por los depósitos de arenas aisladas propias de barras dístales.

4.2. Propiedades geológicas y petrofísicas

El Campo Cerro Negro es una cuenca asimétrica con su eje mayor en dirección este – oeste; entre las propiedades geológicas del miembro de mayor interés, miembro Morichal se puede indicar que el tipo de trampa combina el carácter estructural –estratigráfico y la roca yacimiento está conformado por areniscas de distintas litologías, espesores promedio de 723 pies.

La unidad Morichal inferior es la que mejores espesores de arena neta petrolífera posee, con valores de más de 300 pies. En cuanto a las propiedades de dicho miembro, el valor promedio de la porosidad promedio se sitúa en 32%, el promedio de saturación de agua entre 14,2% - 22,5%. La permeabilidad efectiva máxima de la unidad es de 25.619 mD, permeabilidad mínima de 8.500 mD y en promedio de 11.600 mD.

La densidad de la matriz de la roca es de 2,65 g/cc, definida a partir de los núcleos y una matriz constituida básicamente por cuarzo, el constante de tortuosidad (a) es igual a 1, relacionado a rocas de porosidad intergranular. Otros valores determinados y recopilados por Morales, 2012, se encuentran reflejados a continuación:

Tabla 8. Propiedades Petrofísicas miembro Morichal

Propiedad	Valor Promedio del Miembro Morichal		
Saturación de Agua	9 - 20	%	
Salinidad del Agua	5500 - 22000	ppm	
Factor de Cementación	1.70 - 1.80		
Temperatura Promedio	120 - 140	°F	
Resistividad	51 - > 400	Ohm*m	

A través del índice de calidad de yacimiento, Prado *et al.* (2018) pudieron identificar 4 tipos de rocas, usados posteriormente para el poblamiento del modelo estático y que a su vez engloba las principales propiedades de yacimiento. (tabla 16)

Tabla 9. Distribución de propiedades dentro del modelo (Tomado y modificado de Prado *et al.* 2018)

Tipo de roca	Facie Asociada	Propiedades			
		Dist (%)	Porosidad (%)	Kh (mD)	Kv/Kh (ratio)
TR1	Canal Fluvial (Calidad 1)	18,5	33,5	10000	0.9
	Canal Estuarino (Calidad 1)				
TR2	Canal Fluvial (Calidad 2)	25,5	30	4000	0.75
	Barras Distales				
	Canal Estuarino (Calidad 2)				
TR3	Barras - Canales de marea	10,8	25	1500	0.6
	Dique de borde de canal				
TR4	No Reservorio	45,1	0	0	0

4.3. Descripción sedimentológica.

A partir del análisis de siete pozos con núcleo del área de Cerro Negro (figura 17) cada uno con distintos intervalos de distintos miembros de la Formación Oficina y Basamento, se realizó un Modelo Sedimentológico, y se realizaron descripciones de las litofacies del área, de las cuales se determinaron nueve (09) litofacies yacimiento y ocho (08) litofacies no yacimiento. (Prado *et al.* 2018)

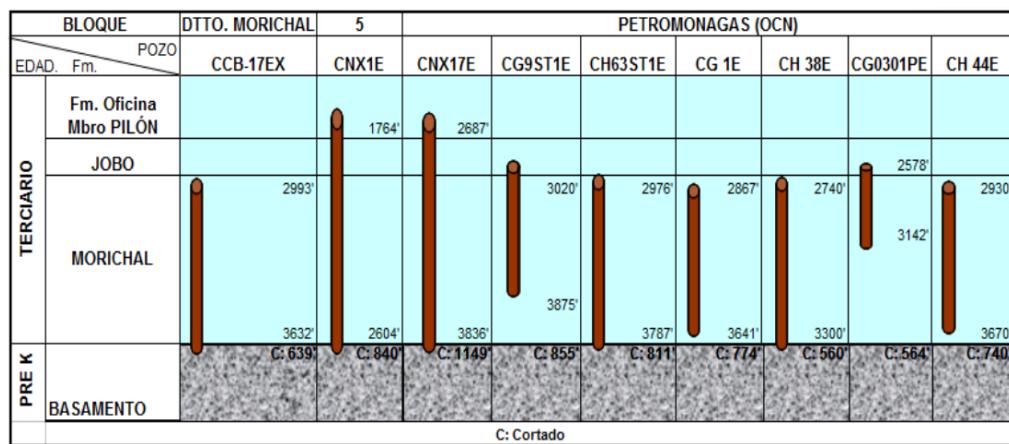


Figura 17. Intervalos de núcleos recuperados en área Petromonagas (tomado de Prado et al. 2018)

- **Litofacies del Miembro Morichal**
 - **Litofacies Yacimiento**

Representada principalmente por arenas de distintos tamaños, escogimiento moderado a muy bueno, con estructuras sedimentarias en algunos casos como estratificación cruzada, paralela y disposición de grano decreciente al tope. Según los análisis de núcleo indicados por Prado et. al. indica buena porosidad y permeabilidad. A continuación, se describen las litofacies descritas por los autores:

- **A4M:** Arena de grano grueso a muy grueso, mal escogimiento, aparentemente masiva, impregnada de hidrocarburo.
- **A3M:** Arena de grano medio a grueso, moderadamente escogida, masiva, fuerte impregnación de crudo.
- **A3P:** Arena de grano medio a grueso, regular escogimiento, estratificación paralela, moderada a buena impregnación de hidrocarburo.
- **A3X:** Arena de color marrón, grano medio a grueso, moderadamente escogidos, estratificación cruzada de ángulo variable de buzamiento, moderada impregnación de hidrocarburo.
- **A2M:** Arena de grano medio a fino, moderadamente escogido, masivo, baja impregnación de crudo.
- **A2P:** Arena de grano medio a fino, bien escogida, con estratificación paralela, con moderada impregnación de hidrocarburo.
- **A2X:** Arena de grano medio a fino, bien escogida, estratificación cruzada, definidas por láminas de arcillas inclinadas, con fuerte impregnación de hidrocarburo.
- **A1L:** Arena de grano fino a muy fino, pobremente escogida, aparentemente en láminas, con baja impregnación de hidrocarburo.

- **A1F:** Arena de grano fino a muy fino, moderadamente escogida, con presencia de conchas fosilíferas, baja impregnación de hidrocarburo.



Figura 18. Litofacies yacimiento descritas en estudio de Prado et al. 2018. (Tomado de Prado et al. 2018)

○ **Litofacies No Yacimiento**

Prado et. al describen este grupo como intervalos lutíticos y/o arcillíticos, limolíticos, con paleoraices y láminas de carbones de poco espesor, con color gris y beige, con laminación paralela y en otros casos como cuerpos masivos, Las litofacies descritas son:

- **LL:** Lutita laminar de color gris oscuro, con laminación paralela, en algunos casos presentas fragmentos finos de conchas de moluscos.
- **LM:** Lutita masiva de color gris claro, masiva.

- **H:** Zonas heterolíticas de arenas de grano medio a fino, buen escogimiento, impregnado de hidrocarburos, y arcilla gris claro. Bioturbado.
- **St:** Limolita, arenácea, de color gris claro a oscuro, masiva.
- **C:** Carbón, se presentan en capas y de muy poco espesor.
- **D:** Caliza de color gris claro, fosilífera, con fragmentos de moluscos.
- **BM:** Basamento meteorizado, que está representado por una lutita de tipo Caolinita de color gris claro, con estructuras tectónicas, escarpadas e irregulares.
- **BNM:** Basamento no meteorizado o cristalino, que corresponde a una roca ígneo – metamórfica. En muchos casos granito (se observan fenocristales de cuarzo, micas y minerales accesorios como la pирита), y gneis (minerales fuertemente bandeados de color gris claro, no se observan cristales.)

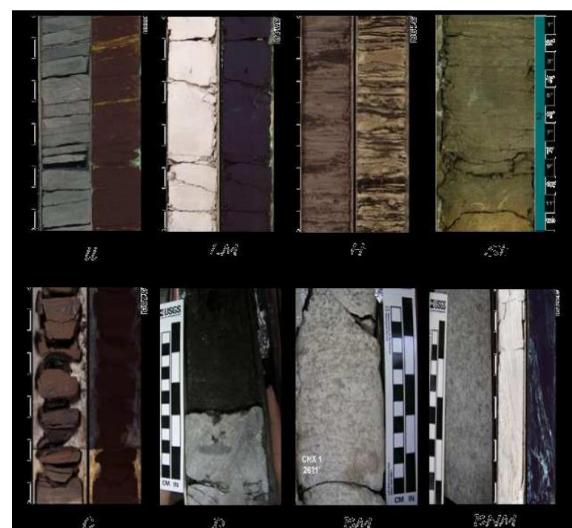


Figura 19. Litofacies no yacimiento descritas para estudio Prado et al. 2018 (Prado et al. 2018)

4.4. Descripción estructural de la zona de estudio.

El área de estudio cuenta con 3 sistemas de fallas, depresiones estructurales y pliegues de arrastre de origen extensivo, ubicado en plataforma de la cuenca antepaís y forma un monoclinal cuyo buzamiento posee 3° hacia el noroeste. (Figura 20)

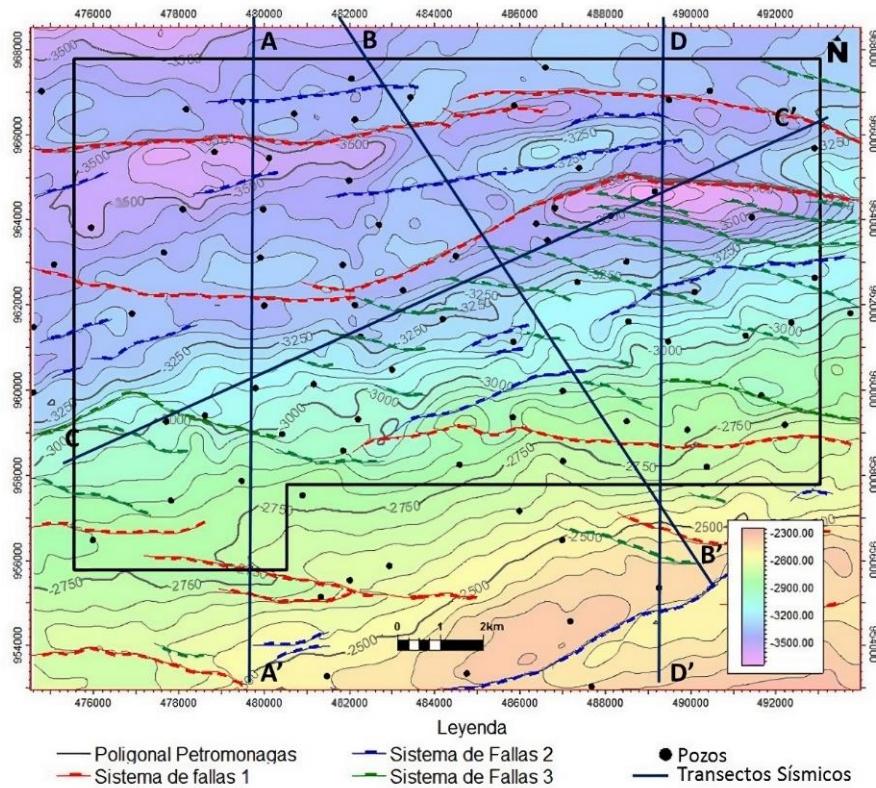


Figura 20. Mapa estructural de basamento ígneo-metamórfico, sistemas de fallas y secciones sísmicas
(Salazar et al. 2016)

- **Sistema de fallas 1.**

Considerado el sistema más importante del área, identificado al norte y sur del área, constituido por fallas sintéticas y antitéticas de traza semicircular. El sistema de falla involucra al basamento y cortan toda la sección depositada en el área. La falla más importante está ubicada al norte del área, presenta un desplazamiento máximo vertical entre 30 y 340 pies. Los saltos de algunas fallas disminuyen a niveles estratigráficos más someros. Pese a esto hay secuencias que

mantienen, lo cual puede interpretarse como que las fallas a lo largo de su historia fueron reactivadas.

Ambos tipos fueron generados por distribución de esfuerzos tectónicos a lo largo de su trayectoria en profundidad como por cargas sedimentarias posteriores a la sedimentación de las secuencias asociadas. Los sistemas de fallas interactúan con fallas antitéticas generadas por acomodo de carga sedimentaria y son posteriores a la depositación de la columna sedimentaria, es decir son fallas muy jóvenes. (Salazar *et al.*, 2016). Las fallas a su vez afectan toda la columna litoestratigráfica y al interactuar con fallas de otros sistemas forman altos estructurales de tipo horst y depresiones tipo graben.

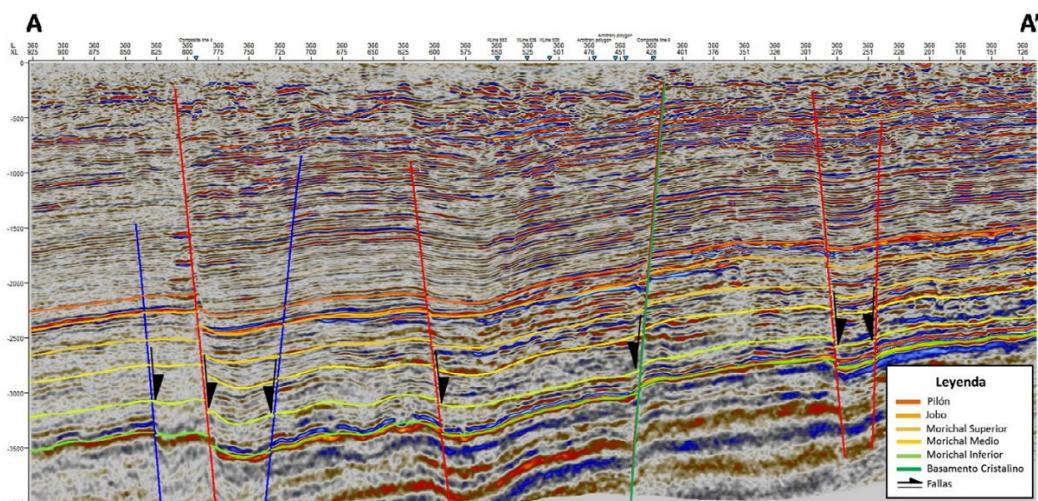


Figura 21. Sección sísmica A-A'. Fallas de sistema 1 (rojo), sistema 2 (azul) y 3 (verde) (Salazar *et al.* 2016)

- **Sistema de fallas 2.**

Este sistema de fallas está constituido por fallas normales, localizado en la zona central del área; las mismas se encuentran orientadas al N70°E de buzamiento sur y con geometrías rectilíneas, además de fallas antitéticas asociadas de buzamiento norte. Dentro de este grupo también se encuentra afectado el basamento, forman en conjunto una zona de transferencia y se comportan como accidentes tectónicos entre pares de estructuras continuas y discontinuas, que

evidencian una dirección de extensión subhorizontal en sentido noroeste-sureste.

Los saltos de este sistema de fallas varían entre 30 y 130 pies, los mismos aumentan a nivel de basamento ígneo-metamórfico y disminuyen hacia niveles someros y evidencia varios períodos de reactivación. Los espesores de la secuencia no presentan variaciones en los segmentos cortados por la falla, ni variación de desplazamiento de las fallas en profundidad, todo esto es indicio de aparición de las fallas posterior a la sedimentación y se generaron debido a la distribución de la carga sedimentaria.

Según ARC Solution (2012) el origen de este sistema de fallas está asociado a la extensión Jurásica de Pangea, reactivadas durante la formación de la cuenca *foreland* y la sedimentación de secuencias cretácicas y terciarias tempranas para acomodar la carga sedimentaria y distribución de los esfuerzos tectónicos.

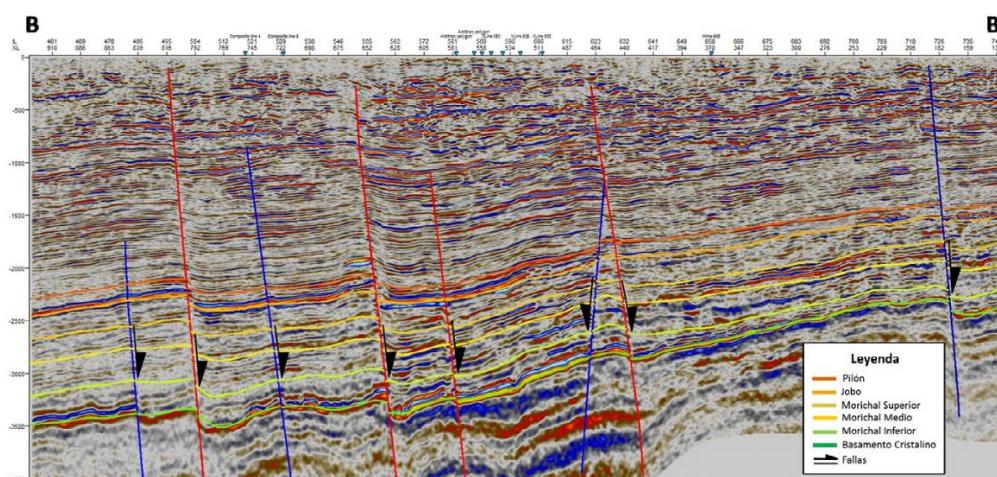


Figura 22. Sección sísmica B-B'. El sistema de fallas 2 (azules) presentan alto buzamiento hacia el sureste. (Salazar et al. 2016)

• Sistema de fallas 3.

Se trata de un sistema de fallas dentro del cinturón formado por los sistemas de fallas 1 y 2. El rasgo más característico de este sistema es la geometría rectilínea orientada al noroeste-sureste y

buzamiento al noreste. El desplazamiento vertical del sistema va desde los 40 y 180 pies. El sistema corta toda la secuencia e involucra al basamento.

La geometría y el rumbo de las fallas se puede interpretar como el resultado como el resultado de la aplicación de esfuerzos sostenidos que producen una rotación horaria dentro de la faja que las contiene, evidenciando que la interacción de los tres sistemas de fallas en una zona de cizallamiento simple, hipótesis correspondida con lo propuesto por Allmendinger *et al.*, 1987.

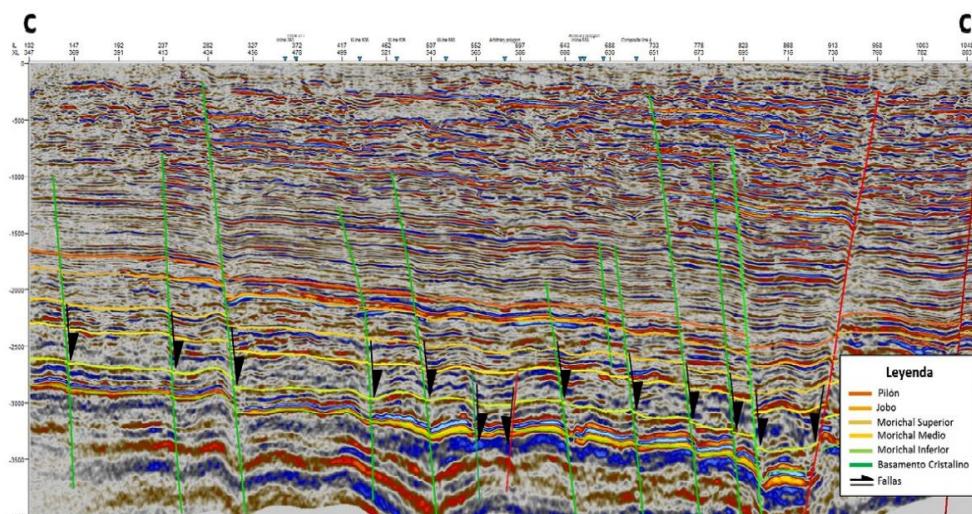


Figura 23. Sección sísmica arbitraria C-C'. Estas fallas secundarias presentan alto ángulo de buzamiento hacia el noreste y afecta toda la columna litoestratigráfica (Salazar *et al.* 2016)

• Pliegues de arrastre de origen extensivo

Estructuras asociadas a la propagación del sistema de fallas 1, interpretadas como pliegues de arrastres normal (Schlische, 1995) de origen extensivo que afectan con mayor predominancia los niveles de Morichal inferior. El sistema está compuesto por pliegues sinclinales en bloques deprimidos y anticlinales en los bloques levantados. Salazar et. al indican también, que se evidencia la existencia de pliegues de arrastre inversos en niveles superiores como los miembros Yabo y Jobo. Ambos tipos de pliegues están asociados a zonas de amplio flexuramiento,

cuyas fallas se activan a lo largo de su evolución por períodos de movimientos tectónicos recurrentes. Los pliegues de arrastre están relacionados con la aplicación de esfuerzos que intentan deformar los planos de falla en profundidad.

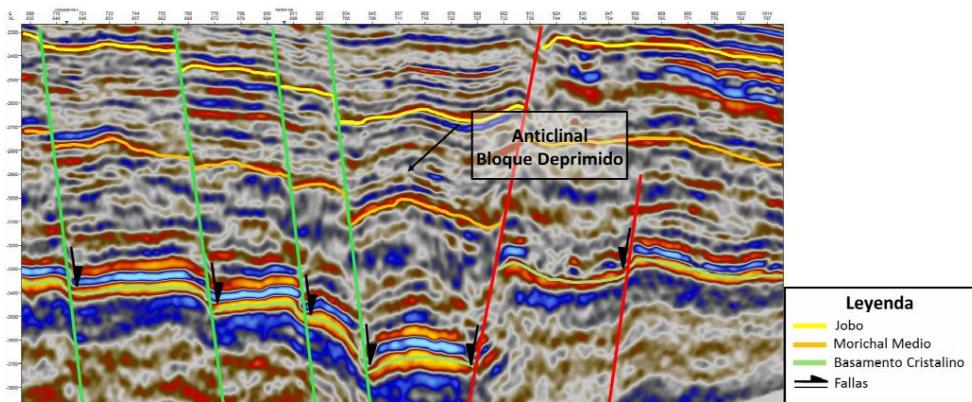


Figura 24 Interacción entre el sistema de fallas 1 (roja) y 3 (verde) generan los pliegues de arrastre de origen extensivo, observado en la sección C-C' (Salazar et al. 2016).

- **Depresiones estructurales.**

Salazar *et al.* 2016 recopilan información sobre estas estructuras donde acotan que estas depresiones son de carácter extensional que forman cuencas pull-apart, las cuales se asocian a zonas de transcurcencia. En el campo cerro negro las depresiones se forman por la interacción con las fallas antitéticas, descritas en los sistemas fallas N°1 y N°3. Aquellas asociadas al sistema 1 tienen trayectoria dextral con orientación oeste-este y buzamiento al sur y las del sistema 3 poseen orientación oblicua noroeste-sureste y buzamiento al noroeste.

Las fallas del sistema 1 pueden ser descritas como fallas maestras de influencia directa en la simetría de la cuenca, acomodando la extensión paralelamente a la dirección principal de la transcurcencia (dextral). Mientras que los sistemas oblicuos determinan la madurez de la cuenca en la medida que éstas conectan lateralmente a las fallas principales. El desarrollo de este tipo de estructura está acompañado de subsidencia la cual está concentrada en las zonas centrales, cercanas al eje de las fallas principales y debido a la mayor concentración de

desplazamiento se evidencia un profundo hundimiento producto de la concentración de desplazamiento. Hacia los límites laterales del campo los desplazamientos decrecen y también es posible observar algunos altos tipo horst.

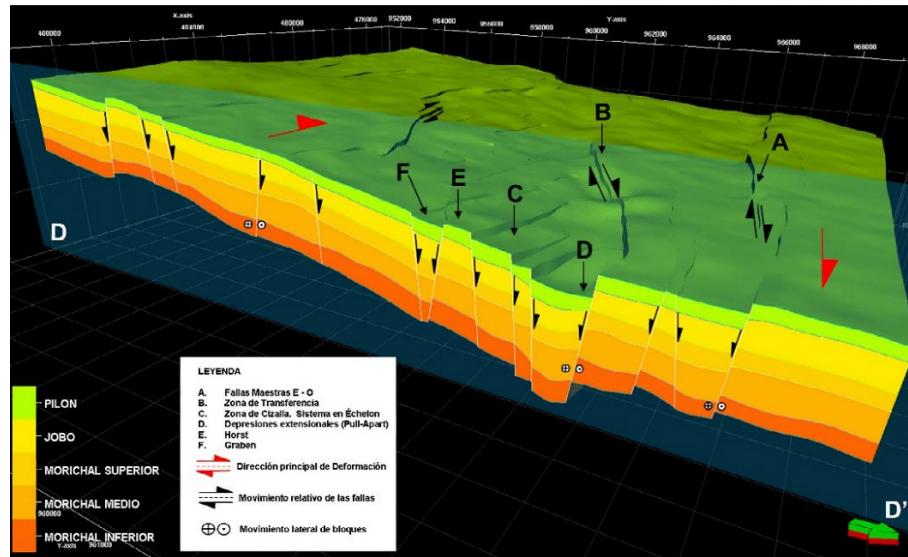


Figura 25. Modelo estructural a partir del corte D-D' con la interacción de los tres tipos de fallas y sus implicaciones en la generación de las depresiones tipo graben y altos tipo horst. (Tomado de Salazar et al., 2016)

CAPÍTULO V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1. Zonas potenciales para el estudio de almacenamiento geológico de hidrógeno.

Se realiza la integración de múltiples criterios, a través de la herramienta *Weighted Overlay* (Superposición Ponderada) y así generar polígonos que sirvan para ubicar zonas potenciales para el AGH y posterior a su selección, sea estudiada a profundidad y evaluada para tal fin.

5.1.1. Generación de rásters temáticos a partir de los criterios seleccionados

- **Coincidencia con campos petrolíferos:** El primer criterio considerado es la coincidencia con un campo petrolífero, esto debido a que la existencia de campos indica caracterización geológica ya realizada en la zona, disponibilidad de información vital para el estudio del almacenamiento, así como la presencia y desarrollo de infraestructura para que un proyecto sea factible.

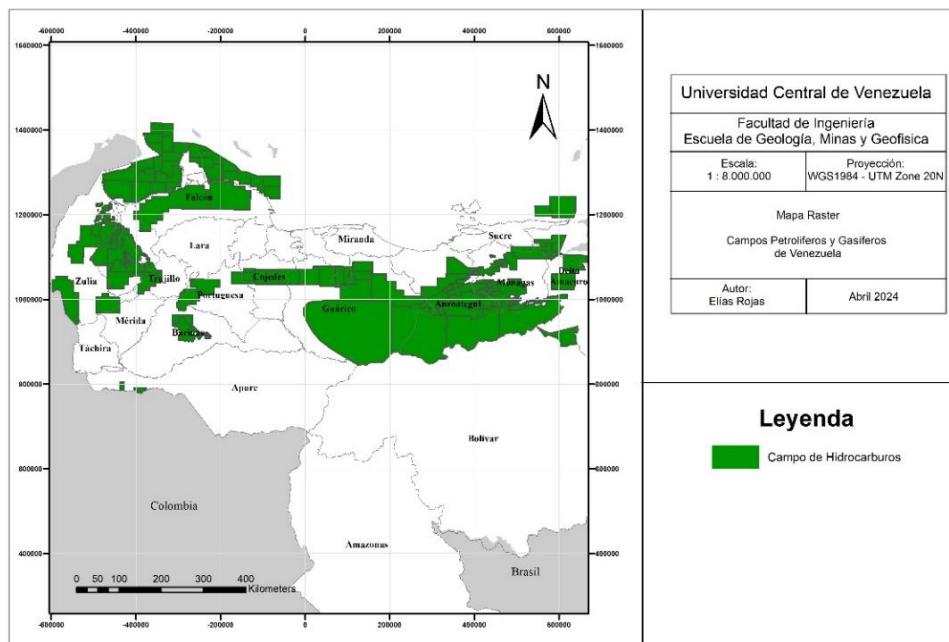


Figura 26. Campos Petrolíferos y gasíferos de Venezuela.

- **Distancia a zonas protegidas:** Por legislación nacional es importante mantener una distancia prudencial a estas áreas, con la finalidad de evitar un impacto negativo del proyecto de almacenamiento y la preservación de los espacios bajo régimen especial. Algunos áreas bajo ciertos parámetros pueden albergar actividades antrópicas, pero en esta investigación se mantiene un enfoque conservador en el que toda área es considerada como un área restringida.

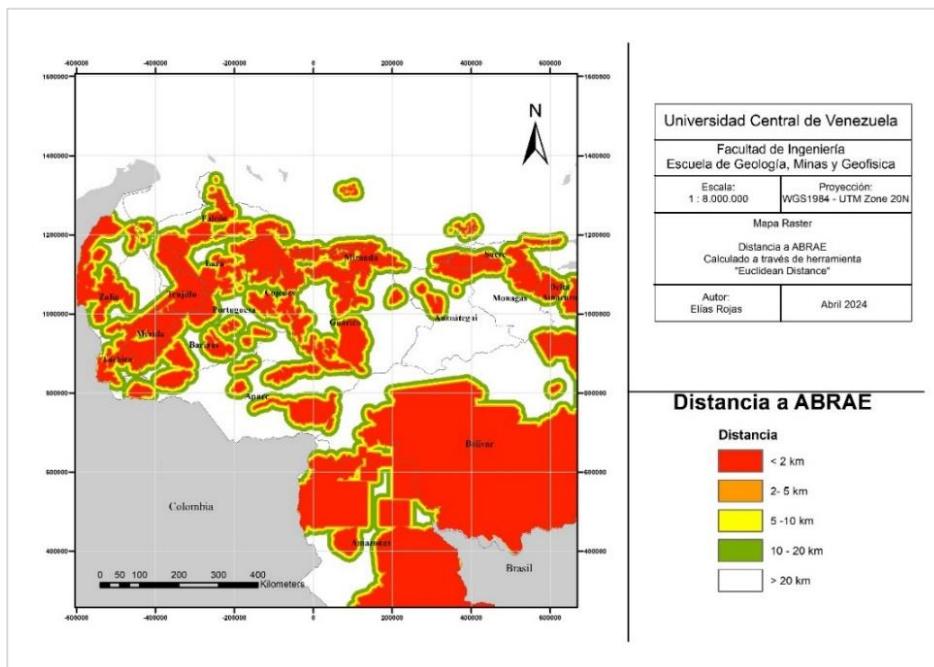


Figura 27. Mapa ráster de distancia a ABRAE.

- **Distancia a grandes ciudades:** Permite el acceso a capital humano calificado y la viabilidad económica del proyecto, sin embargo, por motivos de seguridad toda instalación debe tener su distancia prudencial a grandes centros urbanos.

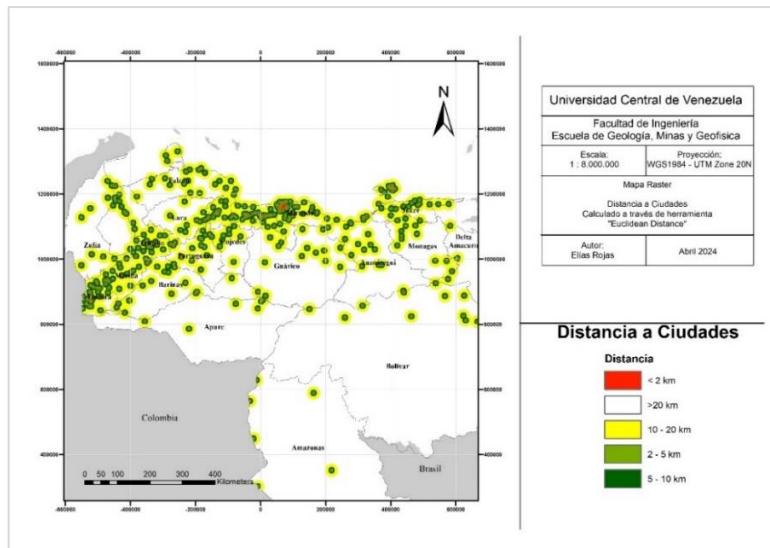


Figura 28. Mapa ráster de distancia a grandes ciudades.

- **Distancia a vialidad/ troncales:** Crucial la cercanía a las vías de comunicación para el acceso a las instalaciones, así como el transporte de materiales y equipos. Esto también es importante para determinar los costos operativos.

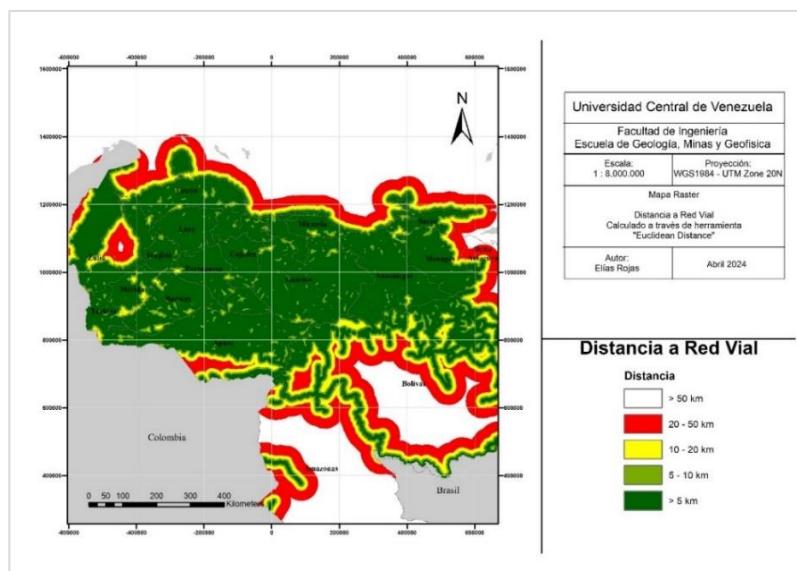


Figura 29. Mapa ráster de distancia a vialidad.

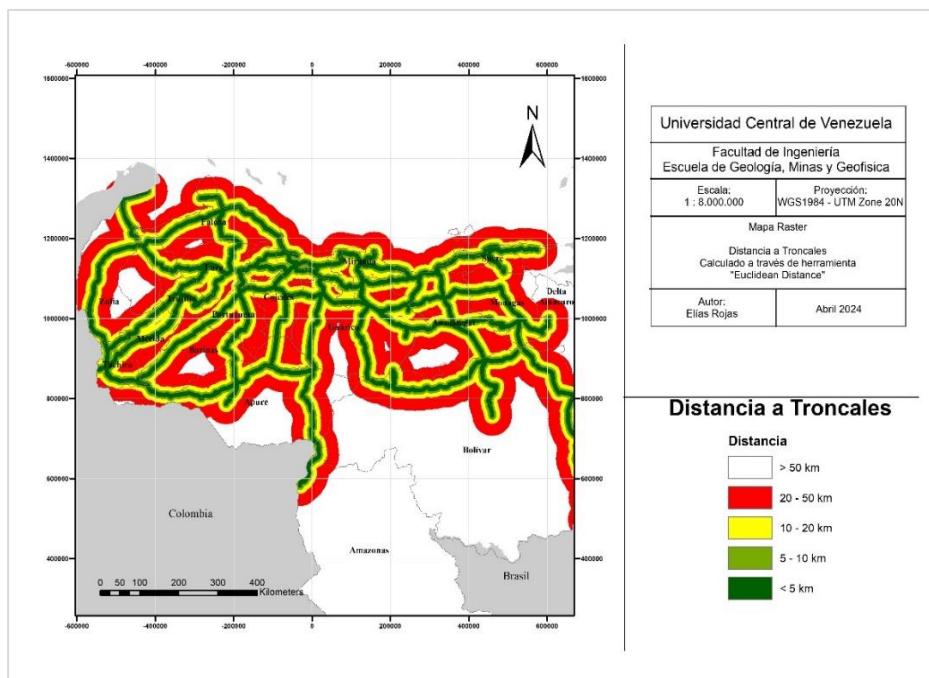


Figura 30. Mapa ráster distancia a las vías troncales

- Distancia a fallas geológicas:** La presencia de fallas pueden representar caminos para la fuga de hidrógeno en el yacimiento. De la misma manera significa un latente riesgo sísmico, por ello se sugiere una distancia mínima de 4 km a fallas activas.

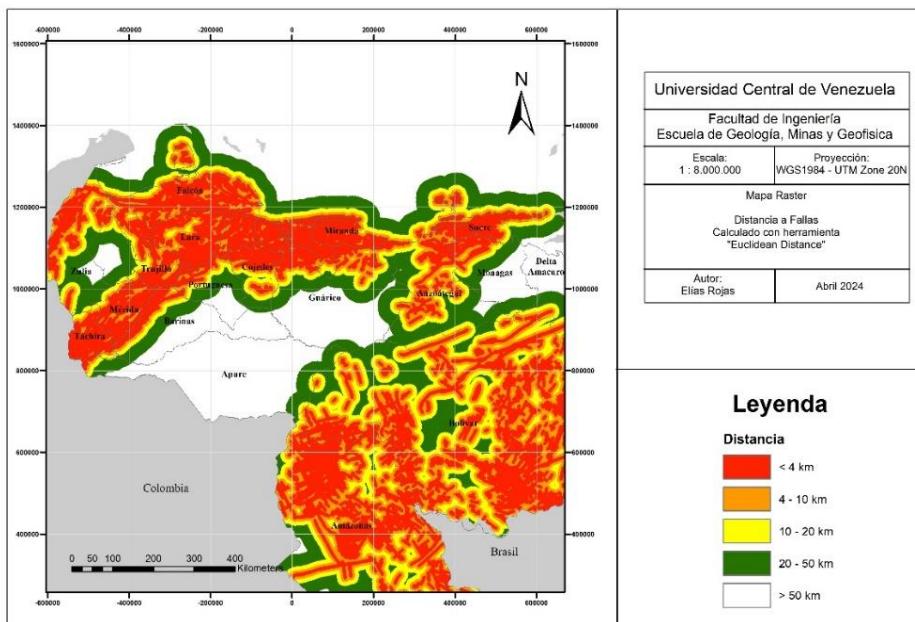


Figura 31. Mapa ráster de distancia a fallas

- **Distancia a cuerpos de agua:** La cercanía a cuerpos de agua se entiende como un riesgo por contaminación de los mismos. Así mismo supone dificultades en materia operacional y logística.

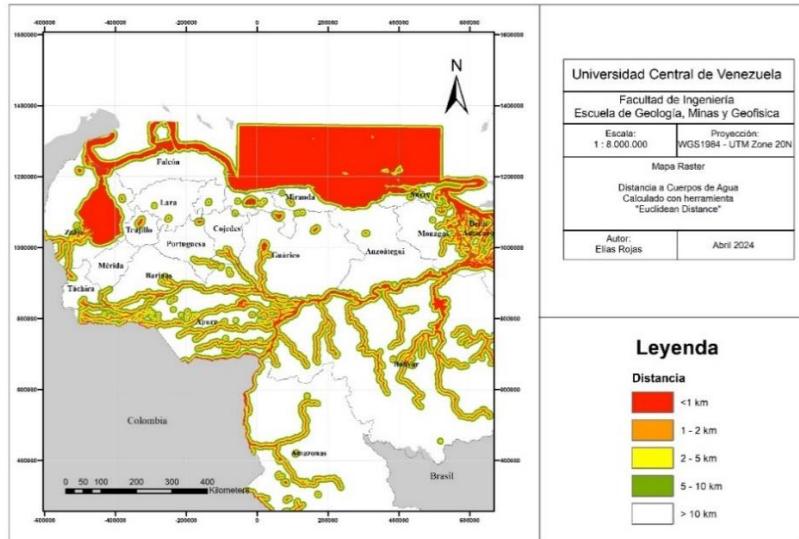


Figura 32. Mapa ráster de distancia a grandes cuerpos de agua.

- **Densidad de drenajes:** Aquellas zonas con mayor densidad de drenaje tienen mayor riesgo de erosión implicando trabajos adicionales para la adecuación del terreno donde tengan lugar las operaciones. De la misma manera existe el riesgo de contaminación de las fuentes de agua.

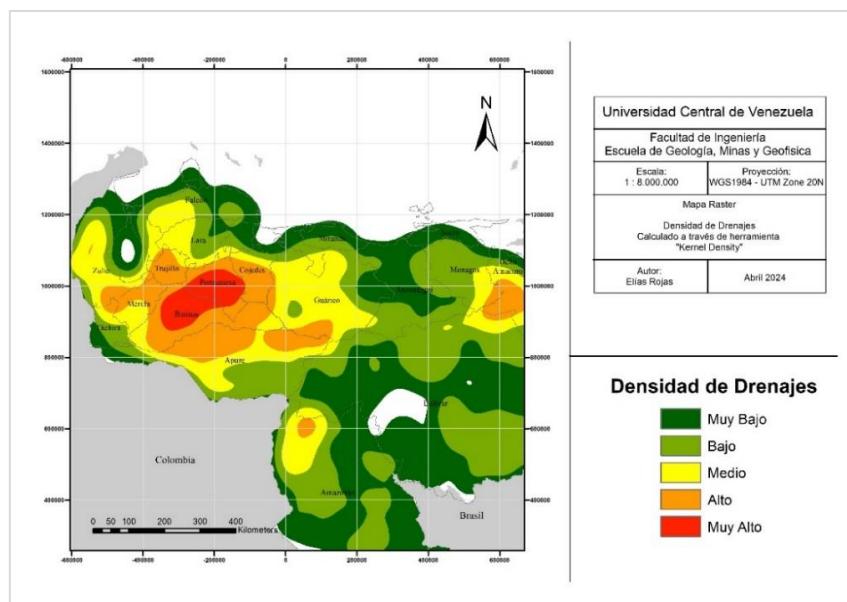


Figura 33. Mapa ráster de densidad de drenajes

- **Distancia a anticlinales:** Estructuras que pueden favorecer las condiciones para el almacenamiento de gases en subsuelo.

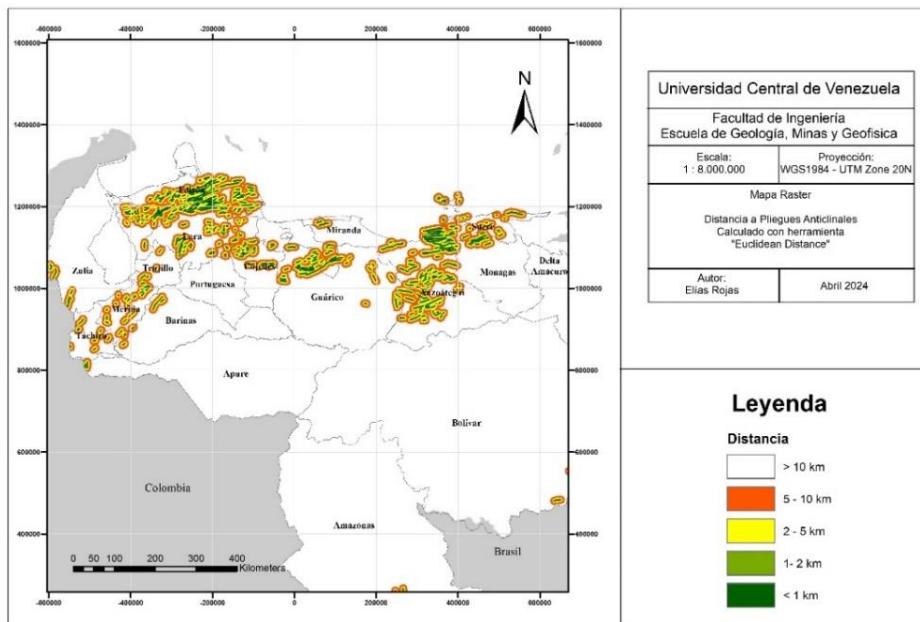


Figura 34. Mapa ráster de distancia a anticlinales

- **Tipo de litología aflorante:** Importante para la ubicación de estructuras rocosas con propiedades de porosidad y permeabilidad favorables para el AGH.

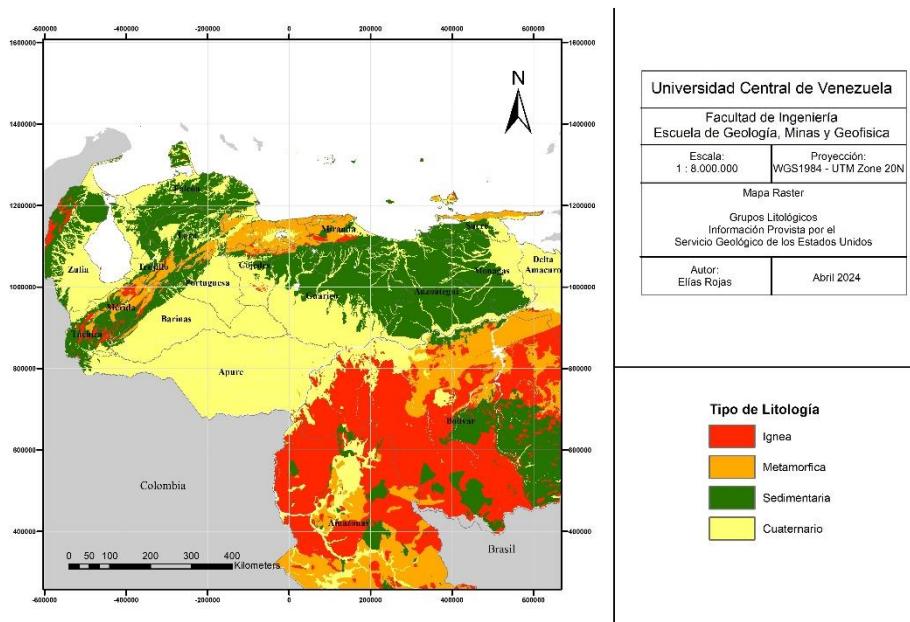


Figura 35. Mapa ráster de tipos de litologías en el país

- **Riesgo sísmico:** Se debe procurar una zona de bajo riesgo sísmico de la zona como un factor crucial para minimizar los riesgos de fuga, contaminación y aumento de seguridad en el AGH.

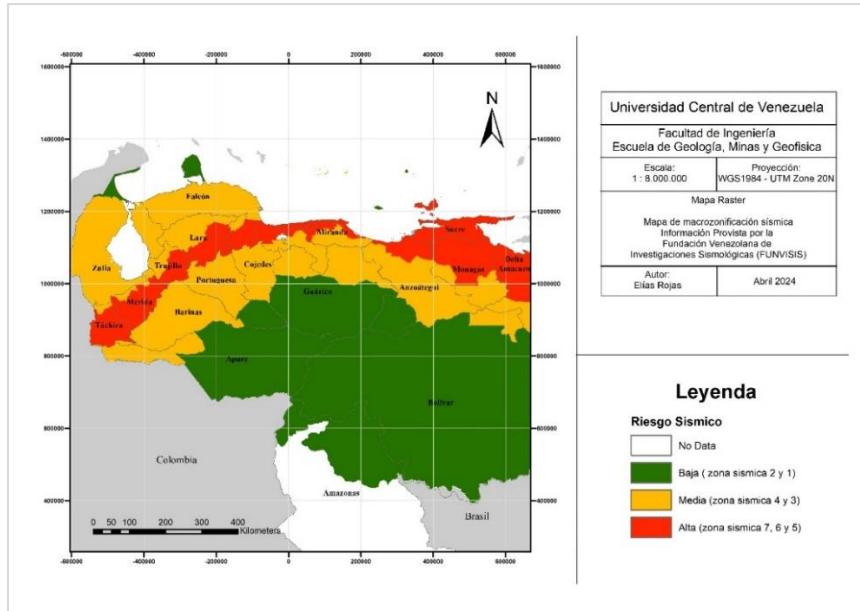


Figura 36. Mapa ráster de riesgo sísmico

- **Densidad de pozos por área:** Mayor densidad de pozos se traduce en mayor potencial para la reutilización de infraestructuras, así como mayor conocimiento de las formaciones rocosas.

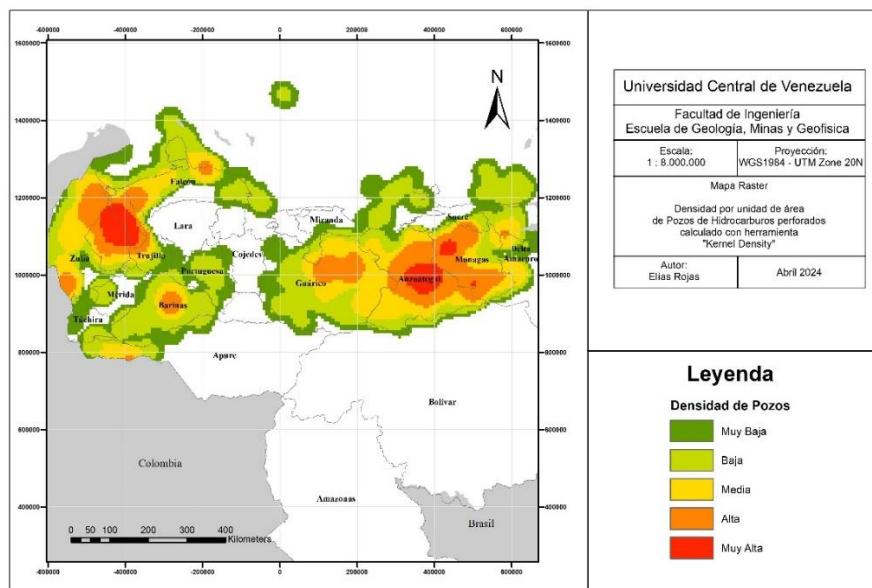


Figura 37. Mapa ráster de densidad de pozos perforados.

5.1.2. Integración de las capas y análisis multicriterio a través de la herramienta Superposición Ponderada.

Los criterios fueron agrupados en 3 categorías de manera que cada uno de los análisis tuviese su enfoque específico, se hiciese la interpretación correspondiente de cada ráster y finalmente fuesen integradas las 3 categorías para generar los polígonos definitivos. Las 3 categorías se exponen a continuación:

a. Análisis Ambiental

Se agruparon los criterios relacionados con la evaluación del impacto ambiental del AGH y la mitigación de riesgos de contaminación en zonas geográficas protegidas y cuerpos de agua. Estos son:

- Distancia a Áreas Bajo Régimen de Administración Especial (ABRAEs).
- Densidad de Drenajes.
- Distancia a Cuerpos de Agua.
- Mapa de Zonas Macrosísmicas.

Tabla 10. Ponderación y categorización de criterios ambientales.

Raster	Categorías	Ranking	% Peso de la capa en la Evaluación
Dist. Abraes.	< 2 km	Restringido	30%
	2 - 5 km	2	
	5 - 10 km	3	
	10 - 20 km	4	
	> 20 km	5	
Densidad de Drenajes	Muy Alta	Restringido	20%
	Alta	2	
	Media	3	
	Baja	4	
	Muy Baja	5	
Distancia a grandes cuerpos de agua	<1 km	Restringido	20%
	1 - 2 km	2	
	2 - 5 km	3	
	5 - 10 km	4	
	> 10 km	5	
Mapa de Zonas Macrosísmicas	Alta (zona sísmica 7, 6 y 5)	Restringido	30%
	Media (zona sísmica 4 y 3)	3	
	Baja (zona sísmica 2 y 1)	5	

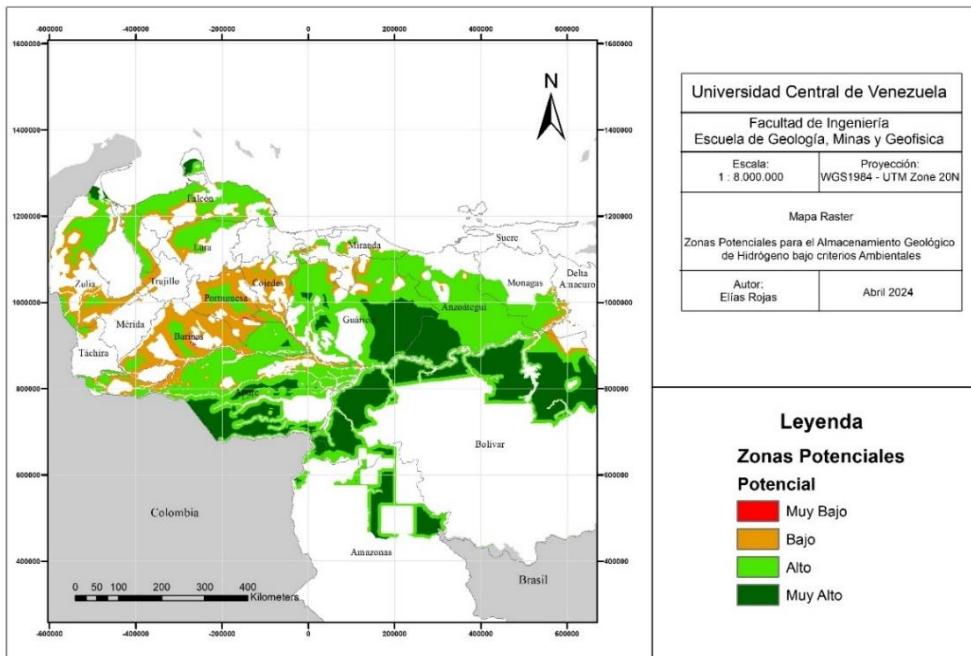


Figura 38. Mapa ráster de Zonas potenciales para AGH bajo criterios ambientales.

b. Análisis Antrópico (Infraestructura).

Se consideran aquí, aquellos criterios relacionados con la accesibilidad y la infraestructura potencialmente aprovechable para el desarrollo de la actividad de almacenamiento. Los mismos son:

- Coincidencia con campos petrolíferos.
- Distancia a vialidad.
- Distancia a grandes poblados.
- Distancia a vías troncales.

Tabla 11. Ponderación y categorización de los criterios antrópicos.

Raster	Categorías	Ranking	% Peso de la capa en la Evaluación
Coincidencia con Campos Petrolíferos	NO	Restringido	40%
	SI	5	
Distancia a Vialidad	> 50 km	Restringido	30%
	20 - 50 km	2	
	10 - 20 km	3	
	5 - 10 km	4	
	< 5 km	5	
Distancia a Grandes Poblados	< 2 km	Restringido	20%
	> 20 km	2	
	10 - 20 km	3	
	2 - 5 km	4	
	5 - 10 km	5	
Distancia a Vias Troncales	> 50 km	Restringido	10%
	20 - 50 km	2	
	10 - 20 km	3	
	5 - 10 km	4	
	< 5 km	5	

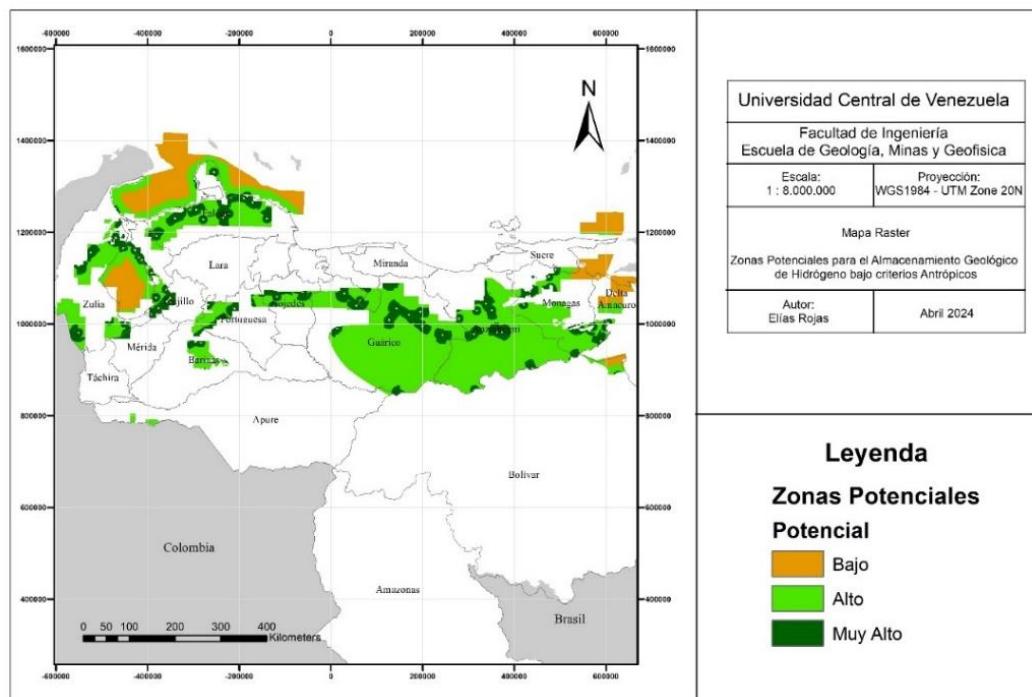


Figura 39. Mapa ráster de zonas potenciales para AGH bajo criterios antrópicos.

c. Análisis Geológico.

En esta categoría se agrupan criterios geológicos de superficie y relacionados con la exploración de la zona (Densidad de pozos) que ayuden a acotar y aumentar el potencial de un almacenamiento efectivo de hidrógeno. Los mismos son:

- Distancia a Anticlinales
- Tipo de litología
- Densidad de pozos por área
- Distancia a Fallas Geológicas

Tabla 12. Ponderación y categorización de criterios geológicos

Raster	Categorías	Ranking	% Peso de la capa en la Evaluación
Litología	Igneas	Restringido	40%
	Metamorficas	Restringido	
	Cuaternario	4	
	Sedimentarias	5	
Densidad de Pozos	Muy Baja	Restringido	30%
	Baja	2	
	Media	3	
	Alta	4	
	Muy Alta	5	
Distancia a Anticlinales	> 10 km+	1	20%
	5 - 10 km	2	
	2 - 5 km	3	
	1 - 2 km	4	
	< 1 km	5	
Distancia a Fallas	< 4 km	Restringido	10%
	4 - 10 km	2	
	10 - 20 km	3	
	20 - 50 km	4	
	> 50 km	5	

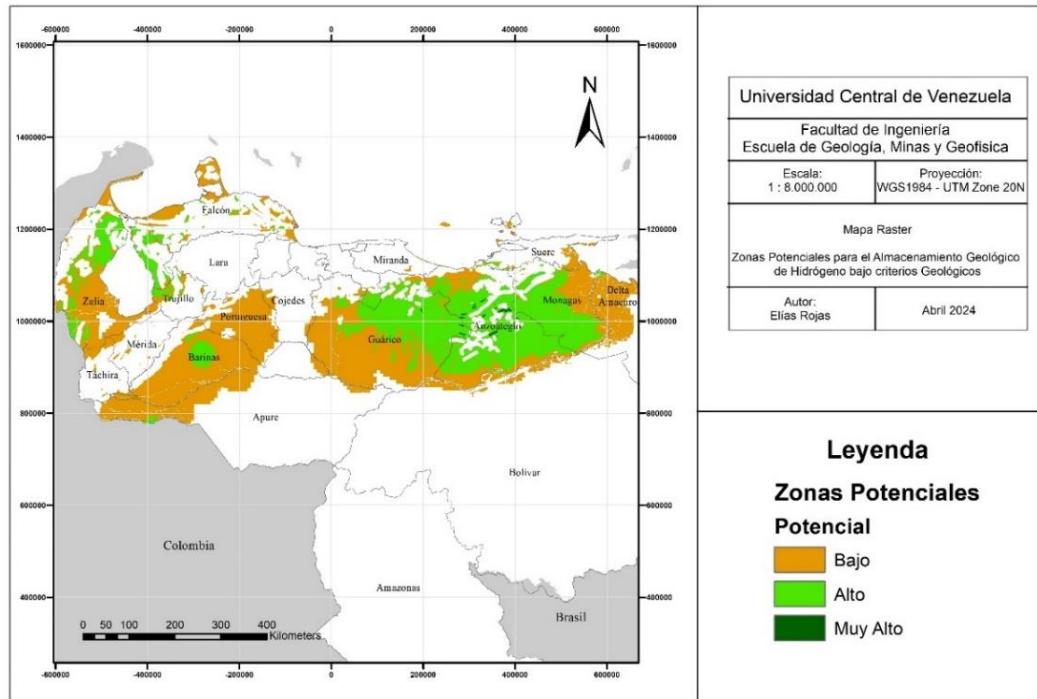


Figura 40. Mapa ráster de zonas potenciales para AGH bajo criterios geológicos.

5.1.3. Análisis Multicriterio - Integración de los 3 Análisis.

Finalmente se realiza la superposición de los 3 rásters generados y manteniendo el ranking asignado a cada una de las categorías en los criterios seleccionados con las siguientes ponderaciones:

Tabla 13. Ponderación de cada una de las categorías de criterios utilizadas para generar las zonas potenciales.

Raster	% Peso de la capa en la Evaluación
Análisis Ambiental	40%
Análisis Antrópico	30%
Análisis Geológico	30%

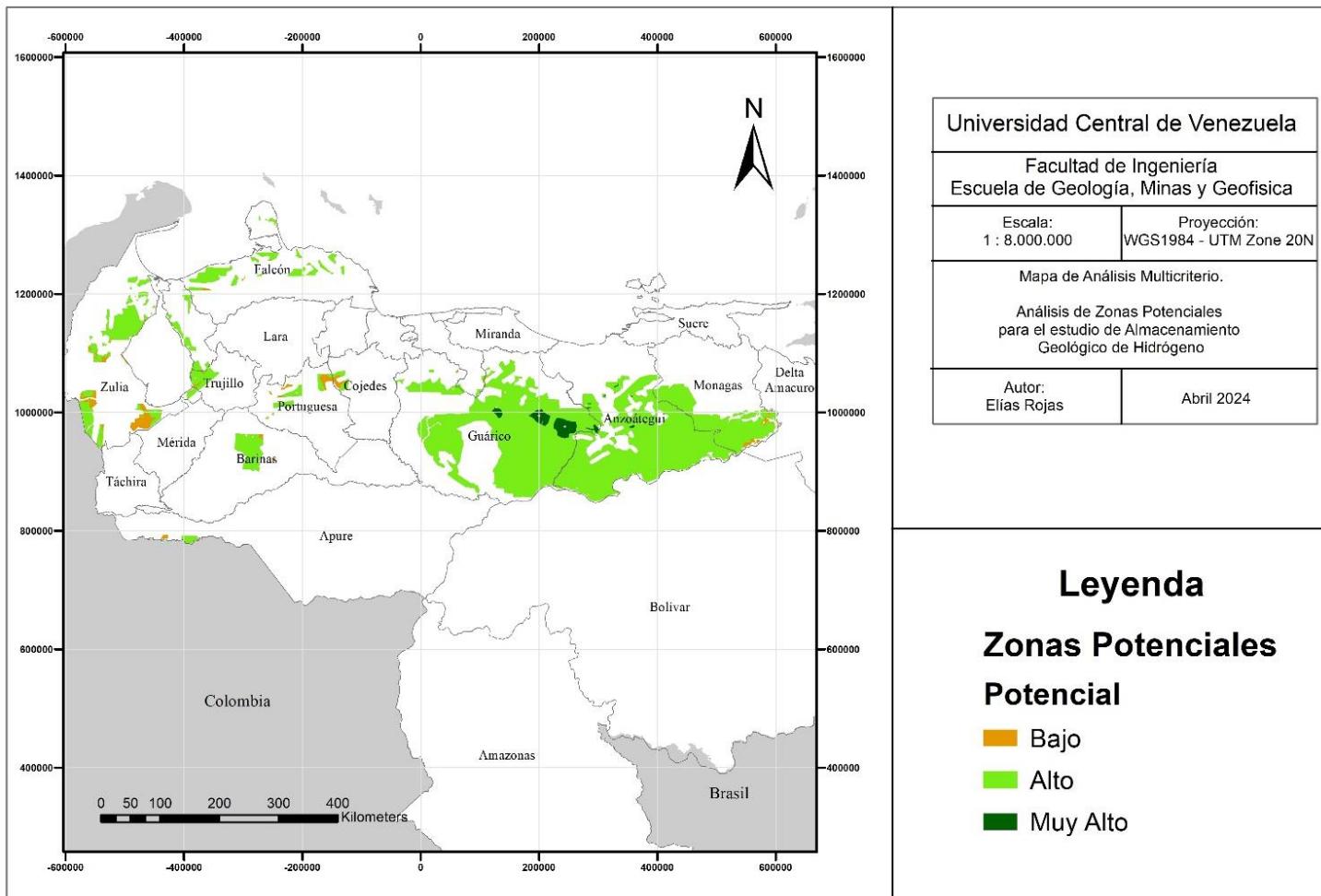


Figura 41. Mapa de Zonas potenciales para AGH bajo análisis multicriterio.

5.1.4. Selección de área potencial para Almacenamiento hidrógeno.

Una vez se analiza el mapa de zonas potenciales, generado a través del análisis multicriterio y se hace una evaluación del mismo se puede notar que los polígonos con mayor potencial, según los criterios utilizados, se ubican en los estados Guárico y Anzoátegui, de la misma manera los polígonos de mayor extensión se encuentran en los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Zulia respectivamente.

Utilizando los datos de la tabla de atributos del *shapefile* “Zonas Potenciales” se pudieron categorizar los polígonos generados por su extensión en kilómetros cuadrados, donde se apreció que el polígono más extenso se encontraba efectivamente entre los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, representando más del 74% (tabla 12) de la extensión de las zonas potenciales para el AGH, de un total de 262 polígonos.

El polígono nº258 podría subdividirse a su vez utilizando los distintos campos que el mismo ocupa, en caso de ocupar la totalidad de dicho campo, se puede entender que la totalidad de dicho campo tiene condiciones para el AGH, y requiere estudios localizados para determinar qué área de dicho campo es la idónea. También merecen especial atención los polígonos nº224 y nº214, por ser los de mayor potencial y mayor extensión generados en el análisis.

Tabla 14. Diez (10) principales polígonos generados en el mapa de zonas potenciales y los campos en los que cada uno se encuentra

Nº	POTENCIAL	ÁREA (km ²)	% ÁREA	CAMPO
258	Alto	59492,33	74,57%	FPO/GRC/YCL/DCN/MM/SNV/AMA/KK/MLP/ZMC/ORT/DCN/SCR
64	Alto	2360,67	2,96%	DZO/ BOSCAN / POTRERITO
257	Alto	2028,52	2,54%	Barinas
147	Alto	1380,89	1,73%	Barbacoas / Tiznado / El Pao
175	Alto	1238,89	1,55%	La Ceiba / Tomoporo
30	Alto	1004,26	1,26%	Falcon Oeste
224	Muy Alto	999,60	1,25%	Guarico Oriental / Junin
222	Bajo	706,68	0,89%	Catatumbo
221	Alto	670,88	0,84%	Colon
214	Muy Alto	599,15	0,75%	Boyaca / Junin / Guarico Oriental

Tabla 15. Leyenda campos polígono n° 258

SIGLA	CAMPO
FPO	FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO (BOYACÁ, JUNÍN, AYACUCHO, CARABOBO)
GRG	GUARICO ORIENTAL / OCCIDENTAL
YCL	YUCAL PLACER NORTE/SUR
DCN	DACION
MM	MEMO
SNV	SANVI-GUERE
AMA	AREA MAYOR DE ANACO
KK	KAKI
MLP	MAULPA
ZMC	ZAMACA
ORT	ORITUPANO-LEONA
SCR	SOCORORO

Para seleccionar definitivamente el área objeto de estudio, el análisis multicriterio fue complementado con la disponibilidad de información de cada zona, realizando una revisión bibliográfica y recopilación de información de los distintos campos a nivel nacional. La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) al ser la zona con mayor cantidad de estudios realizados en ámbitos de especial interés para el enfoque de esta investigación (petrofísica, litológico, estratigráfico y estructural) y poseer un potencial alto en casi la totalidad de su extensión (Figura 42), contó con prioridad en la recopilación de información realizada, más específicamente el bloque Carabobo por las características y condiciones de sus yacimientos, potencialmente favorables para el AGH.

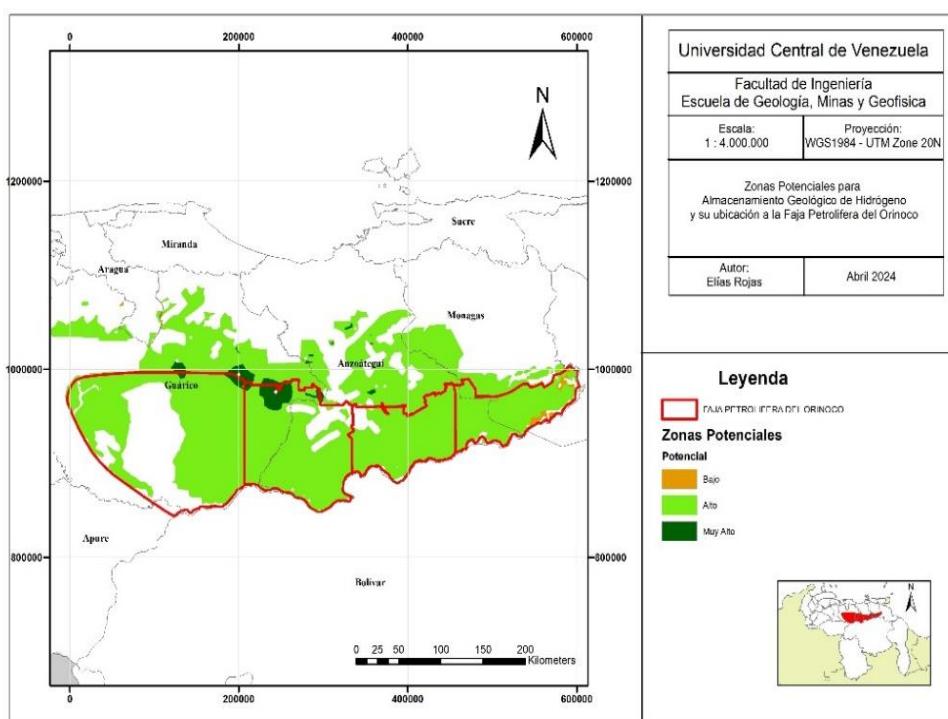


Figura 42. Zonas potenciales y FPO.

A través de la revisión de distintos trabajos de investigación, encontrados en repositorios digitales de la Universidad Central de Venezuela y de repositorios de la Universidad Venezolana de Hidrocarburos, enfocados principalmente a la caracterización de yacimientos, se estructuró una matriz de disponibilidad de información en los Campos del Bloque Carabobo (tabla 14).

Tabla 16. Disponibilidad de información de campos cotejados en el Bloque Carabobo.

Criterio de Evaluación	CERRO NEGRO (PETROMONAGAS)	BLOQUE 2 CARABOBO	CARABOBO 4	CARABOBO 4 OESTE	CARABOBO 2 NORTE	CERRO NEGRO	PETROCABOBO
Mapa de locación	X	X	X	X	X	X	X
Geología Local	X	X	X	X	X	X	X
Mapa estructural	X	X	X				
Información Sísmica	X	X	X			X	
Columna litoestratigráfica	X					X	X
Análisis de núcleos	X						
Correlación de registros eléctricos			X				
Propiedades Petrofísicas	X	X		X	X	X	X
Modelos Estratigráficos	X	X	X			X	
Modelos Estructurales	X	X	X			X	
Información de Pozos	X	X	X	X	X	X	

Finalmente se concluyó que existe un volumen de datos adecuados sobre el campo “Cerro Negro I” el cual se encuentra asignado a la empresa mixta Petromonagas, localizado en el extremo Noroeste del bloque Carabobo en la FPO, así como la realización de distintos modelos de este yacimiento, entre ellos modelo estructural, sedimentológico y petrofísico.

La disponibilidad de información e insumos para los estudios posteriores a la zona, la baja actividad sísmica en su extensión, así como la presencia de infraestructura que pudiese ser aprovechada, ahora enfocada en el desarrollo de AGH, posicionan a los yacimientos dentro del campo Cerro Negro I como candidatos potenciales para el desarrollo de AGH, prestando especial atención al miembro Morichal, intervalo inferior dentro de la Fm. Oficina, puesto que este miembro es el de mayor potencial prospectivo dentro de toda la secuencia estratigráfica ubicada en esta zona.

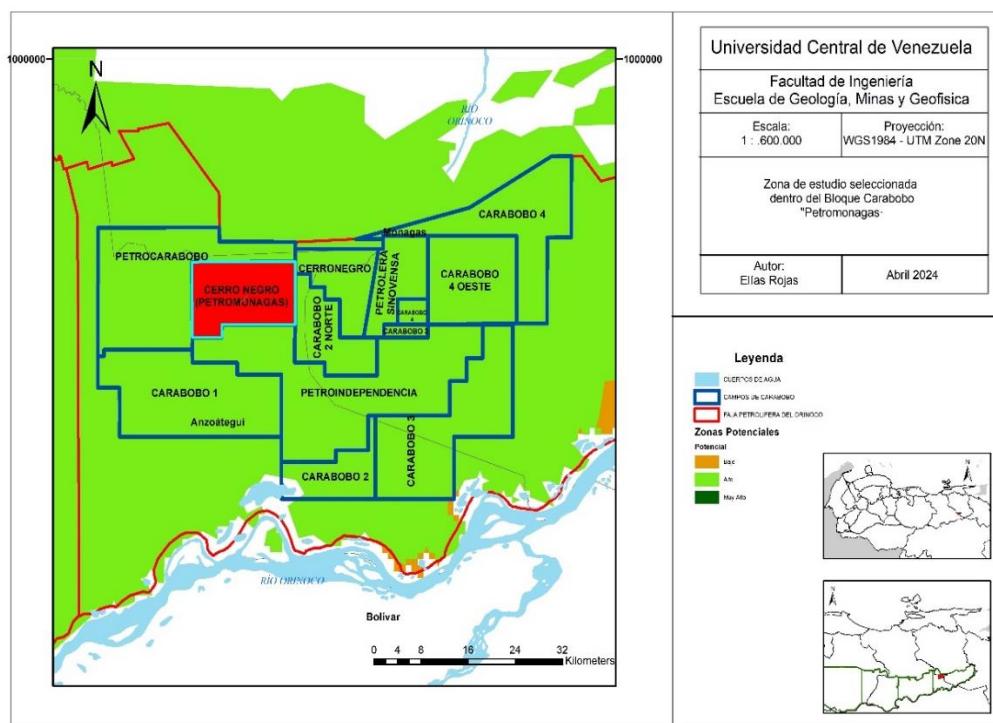


Figura 43. Zona de estudio ubicada dentro del bloque Carabobo, resaltada en color rojo.

Corresponde a continuación, la organización y estructuración de los datos disponibles para confirmar o descartar el potencial de dicha zona como yacimiento de hidrógeno a larga escala.

5.2. Potencialidad del Miembro como yacimiento de hidrógeno.

Posterior a la recopilación de información geológica disponible del Miembro Morichal, se realizó la comparación con parámetros teóricos de almacenamiento geológico de hidrógeno y se analizaron las implicaciones que las condiciones estructurales y litoestratigráficas podían tener en el desarrollo de un sistema de almacenamiento geológico de hidrógeno y así generar conclusiones preliminares sobre la adecuación del yacimiento, y sus características, para tal fin.

5.2.1. Condiciones estructurales

Las caracterizaciones realizadas previamente en la zona proveen de información robusta sobre el tipo de estructuras presentes en el campo Cerro Negro. El mismo se encuentra en una zona sísmicamente estable, si bien es necesario la realización de estudios y simulaciones de estudios geomecánicos que permita determinar los efectos de la inyección de hidrógeno ante el riesgo de reactivación de fallas en el yacimiento, tal como expone Tenthorey *et al.*, 2024, concluyen que el hidrógeno posee propiedades que lo hacen operacionalmente seguro ante la inyección de otros gases en subsuelo (como el caso del CO₂) que pueden provocar cambios de tensión inducidos térmicamente mayores y aumentar los riesgos geomecánicos ya mencionados.

La descripción estructural realizada por Salazar *et al.* (2016) y profundizada por Prado *et al.* (2018) revelan 3 sistemas de fallas, junto a pliegues y depresiones estructurales que tienen implicaciones directas en la distribución de sedimentos, así como compartimentación de yacimientos y acumulación de agua, en este último caso, acumulación asociada a la aparición de los pliegues de arrastre de origen extensivo y las depresiones tipo graben, depósitos encontrados principalmente en el Miembro Morichal inferior. Prado *et al.* interpretan un acuífero regional al norte de área de Petromonagas, el cual reposa en el área basal Morichal inferior, dividido en dos porciones (Este y Oeste) por un *horst* encontrado en la zona.

Finalmente, observando las respuestas de estudios eléctricos se delimitan otras 6 áreas de aguas aisladas en Morichal inferior (Figura 44). Estas áreas podrían ofrecer buenos rendimientos para la inyección de hidrógeno, sobre todo en el ámbito geoquímico y microbiológico (Quintos & Santos, 2023) junto a una caracterización adicional de los acuíferos en cuestión, pero requieren estudios adicionales ante la ausencia de un gas colchón, vitales para la integridad operacional.

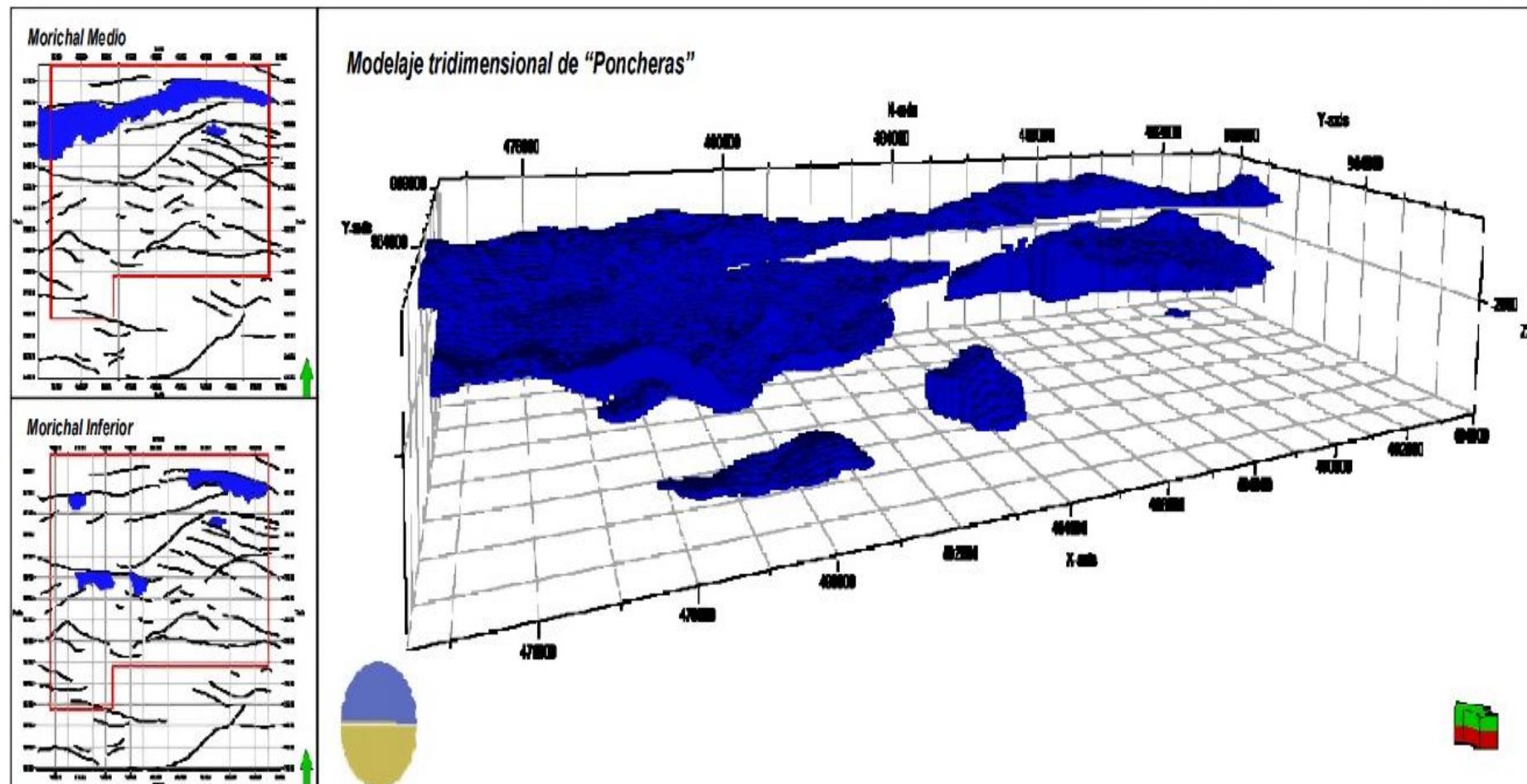


Figura 44. Vista en planta y 3D de las zonas de aguas aisladas interpretadas (tomado de Prado et al. 2018)

El sistema de fallas 3 (Fallas secundarias en échelon de rumbo NO-SE) específicamente cumple un rol importante en la acumulación de hidrocarburos y otros fluidos. La interacción de los pliegues de arrastres extensivo es característica de zonas de cizalla que a la postre en su interacción con las fallas, cerrándose pliegue contra falla, generan trampas potenciales de fluidos en la zona.

Si bien la interpretación estructural de la zona se hace en principio para selección de tecnologías y optimización de procesos, principalmente de recuperación mejorada de hidrocarburos, también aporta información de la compartmentalización del yacimiento, identificación de las zonas donde existe o no conexión potencial. Información valiosa para el cuidado del rendimiento del yacimiento, controlar presiones y minimizar riesgo de fugas y perdidas de hidrógeno. A pesar de ello seleccionar zonas cercanas a fallas acarrean estudios y simulaciones de mayor complejidad, a efectos de este estudio se opta por el escenario conservador en el que se guarda una distancia prudencial de las estructuras interpretadas, a sabiendas de que, aun así, las mismas pueden favorecer el entrampamiento del hidrógeno. De esta manera se genera un mapa dentro del cual se señalan zonas de interés bajo el criterio conservador del rango de distancia alrededor de las estructuras en la zona. (Figura 45)

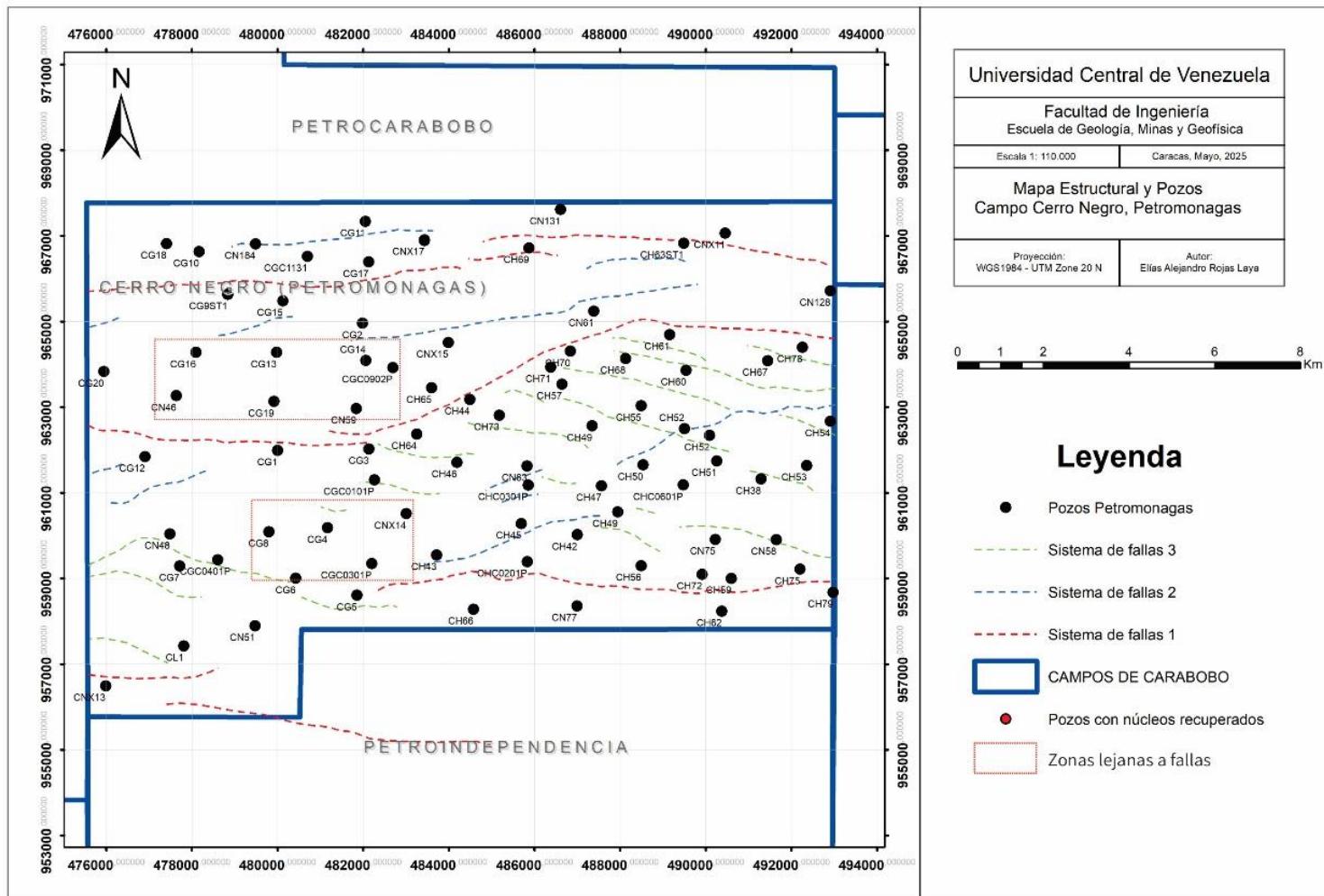


Figura 45. Mapa estructural del área de estudio, el cual hace énfasis en la ubicación de los pozos del área y los diferentes sistemas de fallas.

5.2.2. Parámetros geológicos y petrofísicos claves.

A partir de la revisión bibliográfica detallada, en este caso con especial enfoque en la extracción de los datos petrofísicos del Campo, específicamente del Miembro Morichal, objeto de estudio, se compara el umbral de exclusión con los valores promedio que se observan en el miembro Morichal para así observar si los mismos se encuentran dentro de los parámetros establecidos para desarrollar un sistema de almacenamiento óptimo.

Tabla 17. Propiedades promedio del Miembro Morichal comparadas con parámetros teóricos del Almacenamiento geológico de Hidrógeno.

Criterio	Umbral de Exclusión	Miembro Morichal	Cumple
Profundidad min. Del tope	< 500 m	609.6 - 1127,75 m	Sí
Profundidad max. del tope	> 2500 m	609.6 - 1127,75 m	Sí
Porosidad	< 10 %	31%	Sí
Permeabilidad	< 50 mD	10000 mD	Sí
Presión del Reservorio	> 220 bar	55 - 85 bar	Sí
Espesor del Yacimiento	< 10 m	72 m	Sí

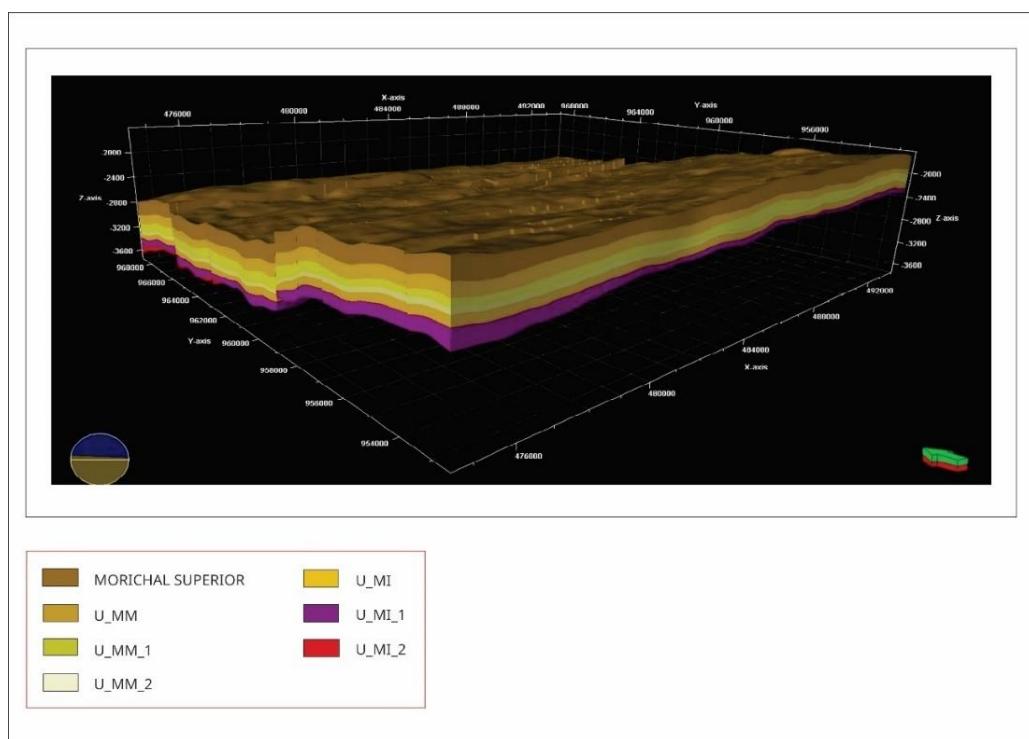
Las condiciones se encuentran ajustadas a los criterios teóricos de un yacimiento de hidrógeno adecuado, condiciones estructurales favorables para la acumulación de fluidos. En aras de ofrecer mayor solidez a la estimación de potencial de dicho miembro se procede con la interpretación de los modelos existentes del campo.

5.3. Análisis del Modelo Estático

Dicho modelo, generado por Prado *et al.* 2018 dentro de la plataforma Petrel 2013 a través del proceso *Layering* a partir de la integración de los datos de los distintos modelos, en este caso particular solo muestra la geometría y las propiedades del Miembro Morichal, con sus subdivisiones informales (SUPERIOR, U_MM, U_MM_1, U_MM_2, U_MI, U_MI_1, U_MI_2), incluye las estructuras principales del campo y de la misma manera permite observar la geometría del yacimiento, marcada por un homoclinal cuyo buzamiento muy suave de 3° se da hacia el noroeste. Se observa que la unidad informal U_MI_2 se acuña hacia el sur y cuya continuidad es limitada por el basamento

Según Okoroafor *et al.*, 2022, no existe un criterio de exclusión en cuanto al buzamiento respecta, sin embargo, indican que los yacimientos de entre 5 – 10° de buzamiento, favorecen los índices de recuperación de hidrógeno, sobre todo si el pozo de producción se encuentra en el tope de dicho segmento, este no es el caso del yacimiento estudiado, pese a lo anterior no significa descarte del mismo.

Dicho modelo cuenta con una amplia base de datos referente a trayectorias de pozos, curvas base, evaluación petrofísica e interpretación sedimentológica, datos de núcleos y topes interpretados. Se crearon 8 horizontes y 7 subunidades estratigráficas como se indica previamente del Miembro Morichal, la malla se compone arealmente de 5.689.515 celdas con un área de 185 km², asimismo, se condicionó el modelo para que no muestre espesores menores a 1 pie.



*Figura 46. Vista 3D de la zona con las capas del modelo creadas en Petrel 2013 a través del proceso de Layering. (Tomado y modificado de Prado *et al.* 2018)*

5.3.1. Análisis de mapas de isopropiedades generados

- **Mapa de Porosidad**

El mapa de porosidad efectivo obtenido por Prado *et al.* revela al área de estudio y al Miembro Morichal inferior como uno altamente poroso con valores que van desde 27% a 35% como valor máximo. Las zonas de mayor porosidad se encuentran hacia los límites de la zona, noroeste, sureste y sur del campo Cerro Negro. También es posible encontrar zonas de porosidad máxima al centro de la zona donde son encontrados los pozos: CH64, CGC0802P y CH70 (Figura 47). Dicho mapa invita a pensar que dentro de la subunidad Morichal inferior existe cierta continuidad lateral en sus cuerpos de arena.

De esta manera para fijar un pozo como posible pozo inyector es necesario apoyarse en otras isopropiedades. Dentro de los núcleos analizados en el trabajo de Prado *et al.* se encuentra el del pozo CH63ST1 el cual es resaltado en la figura 47 como uno de los de mayor porosidad, sin embargo, en líneas generales los pozos analizados cuentan con buenos índices de porosidad, siendo el de menor valor el pozo CGC0301P con 31%.

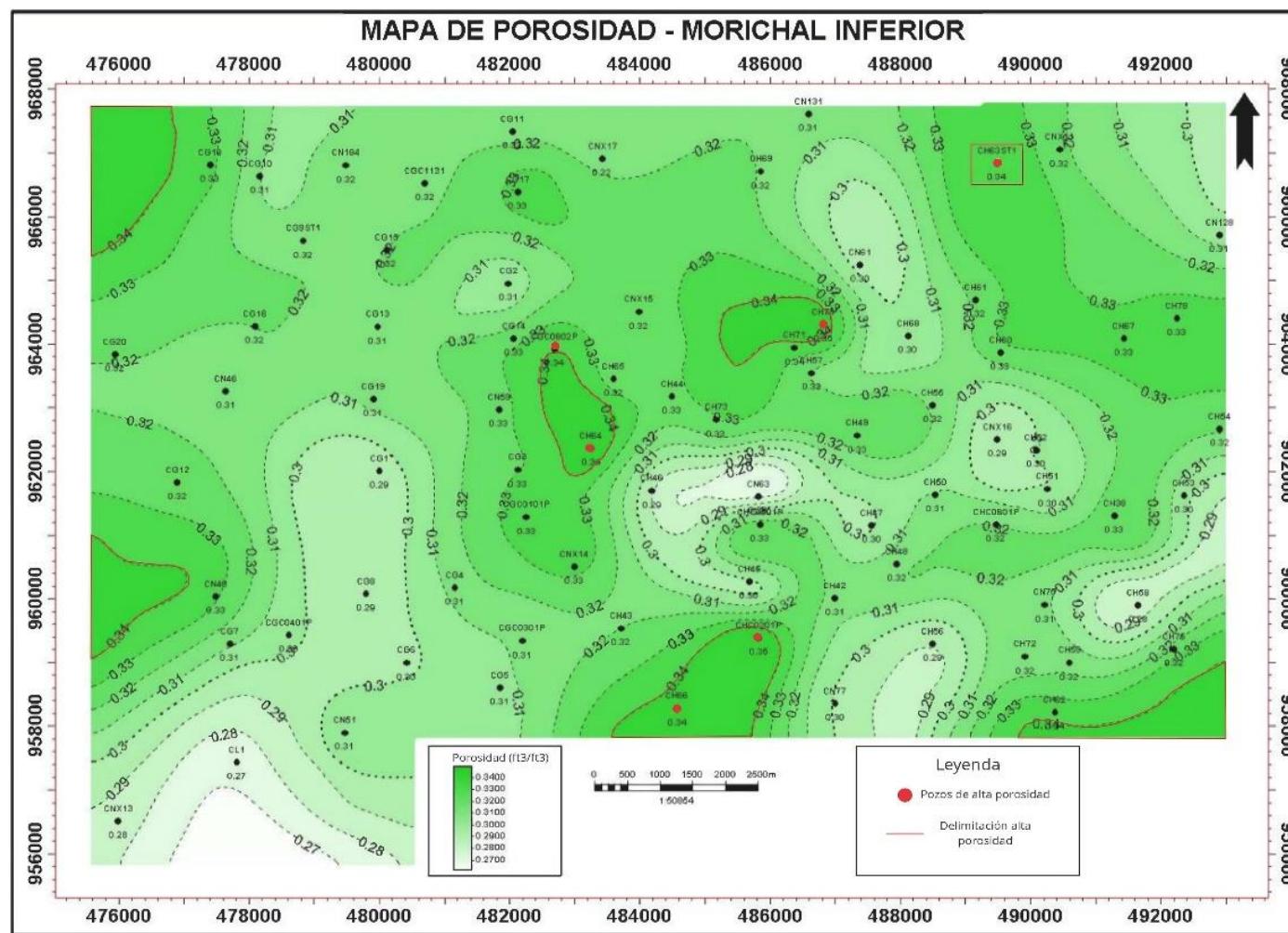


Figura 47. Mapa de porosidad de Miembro Morichal Inferior, campo Cerro Negro, donde se resaltan las zonas de mayor porosidad y los pozos de valores más altos (Tomado y modificado de Prado et al. 2018)

- **Mapa de Arena Neta**

Analizando el mapa de arena neta de Morichal inferior es posible ver que los mayores espesores se encuentran en el centro del área y al noroeste de la misma y espesores bajos al centro norte del área, donde se ubican los pozos CH69 y CN61 (Figura 48) zona que se corresponde con una facie de pantano. En general los espesores de arena neta encontrados en Morichal inferior van desde 40 pies hasta 307.5 pies encontrados en el pozo CH65 la cual se corresponde con una zona de canales fluviales.

Partiendo de los pozos resaltados en el mapa de porosidad (porosidad = 34%) se puede fijar un intervalo de espesor que va desde los 120 hasta los 220 pies de espesor. Hacia el extremo suroeste se observa también un adelgazamiento de los espesores que a su vez se corresponde con las menores porosidades de la zona, haciendo que los pozos de este sector no resulten atractivos para su establecimiento como pozos de inyección/retiro. En líneas generales se puede resaltar que toda la zona se encuentra por encima del umbral de exclusión de espesores para yacimientos de hidrógeno situando en 10 metros (33 pies). Pese a ello, pensando en el rendimiento del yacimiento resultan atractivos aquellos pozos donde el espesor es mayor.

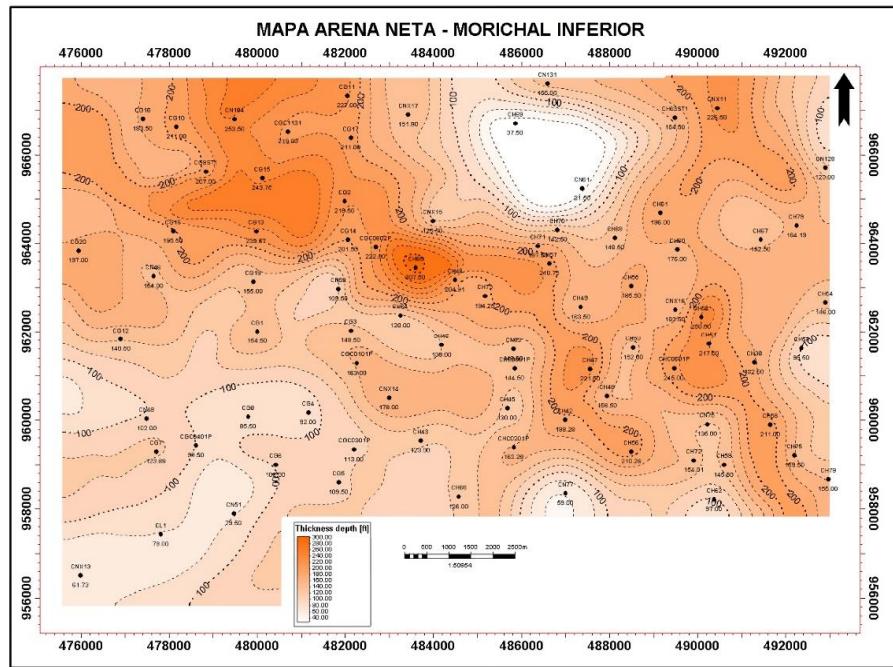


Figura 48. Mapa de arena neta, Miembro Morichal inferior, Campo Cerro Negro (Tomado de Prado et al. 2018)

- **Mapa de Saturación de agua.**

Para el modelado de esta propiedad los autores consideraron los rangos obtenidos por facies y de esta manera poder obtener una mayor comprensión de la distribución de fluidos dentro del yacimiento, entendiendo que la saturación de agua revela la cantidad de agua entrampada entre los granos de la roca.

Para efectos de la viabilidad de AGH, conviene una menor saturación de agua para un mayor volumen disponible para el almacenamiento de hidrógeno. En el caso de Morichal inferior y el Campo Cerro Negro los valores obtenidos por los autores van desde 8% a 22%, coinciden los mayores valores con los menores espesores de arena neta, se distribuyen los mayores valores al centro norte del campo y al extremo suroeste, así como una zona al sureste del área.

Una vez más, resaltando los pozos de alta porosidad los valores obtenidos están comprendidos entre 11 y el 15%, siendo el de menor

saturación el pozo CH63ST1, del cual se posee núcleo analizado dentro del estudio. (Figura 49)

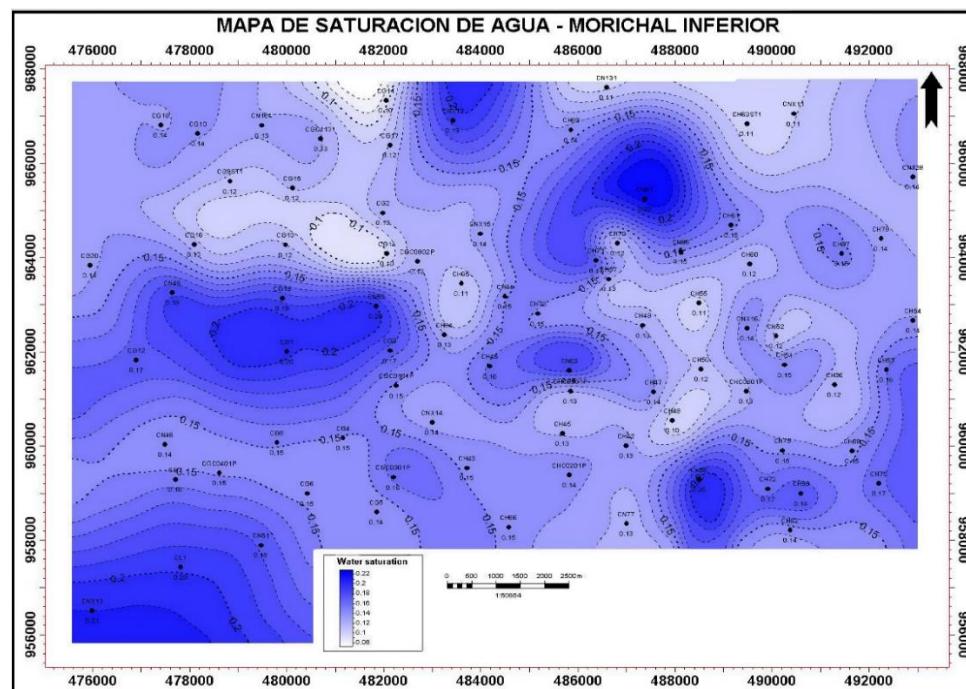


Figura 49. Mapa de saturación de agua, Miembro Morichal inferior, Campo Cerro Negro (Tomado de Prado et al. 2018)

5.3.2. Distribución de Propiedades

A partir del modelo geoestadístico de propagación de facies se generó un diseño realista de la distribución y geometría de los depósitos dentro del Campo Cerro Negro y el Miembro Morichal y las propiedades que ya se analizaron en los mapas de isopropiedades y de esta manera identificar continuidades laterales y heterogeneidades verticales.

- **Distribución de Facies**

La distribución de facies permite ver que Morichal inferior se encuentra comprendido casi en su totalidad por las facies de Depósito de canal fluvial calidad 1 y calidad 2, las cuales dentro del modelo petrofísico son catalogadas como Tipo Roca 1 y Roca 2

respectivamente y en menores proporciones contiene facies “No yacimiento”. Las arenas limpias presentan continuidad lateral con porciones de facies heterolíticas comprendidas por las arenas-lutitas descritas y lutitas laminares.

A través de la distribución de facies también se puede evidenciar que la mayor proporción de arenas limpias se encuentran hacia el este del Campo Cerro Negro y hacia el tope del Miembro Morichal casi la totalidad del mismo las facies están conformadas por facies no yacimiento, y complejos de Barras y canales de marea junto a barras distales.

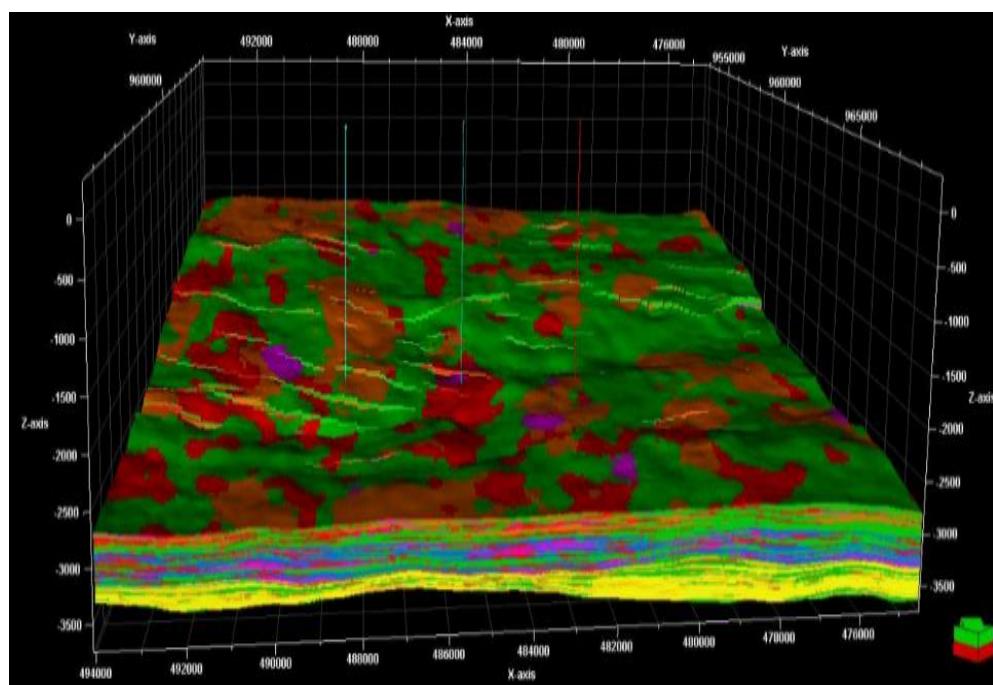


Figura 50. Distribución areal de las facies del Miembro Morichal, Campo Cerro Negro. (Tomado de Prado et al. 2018)

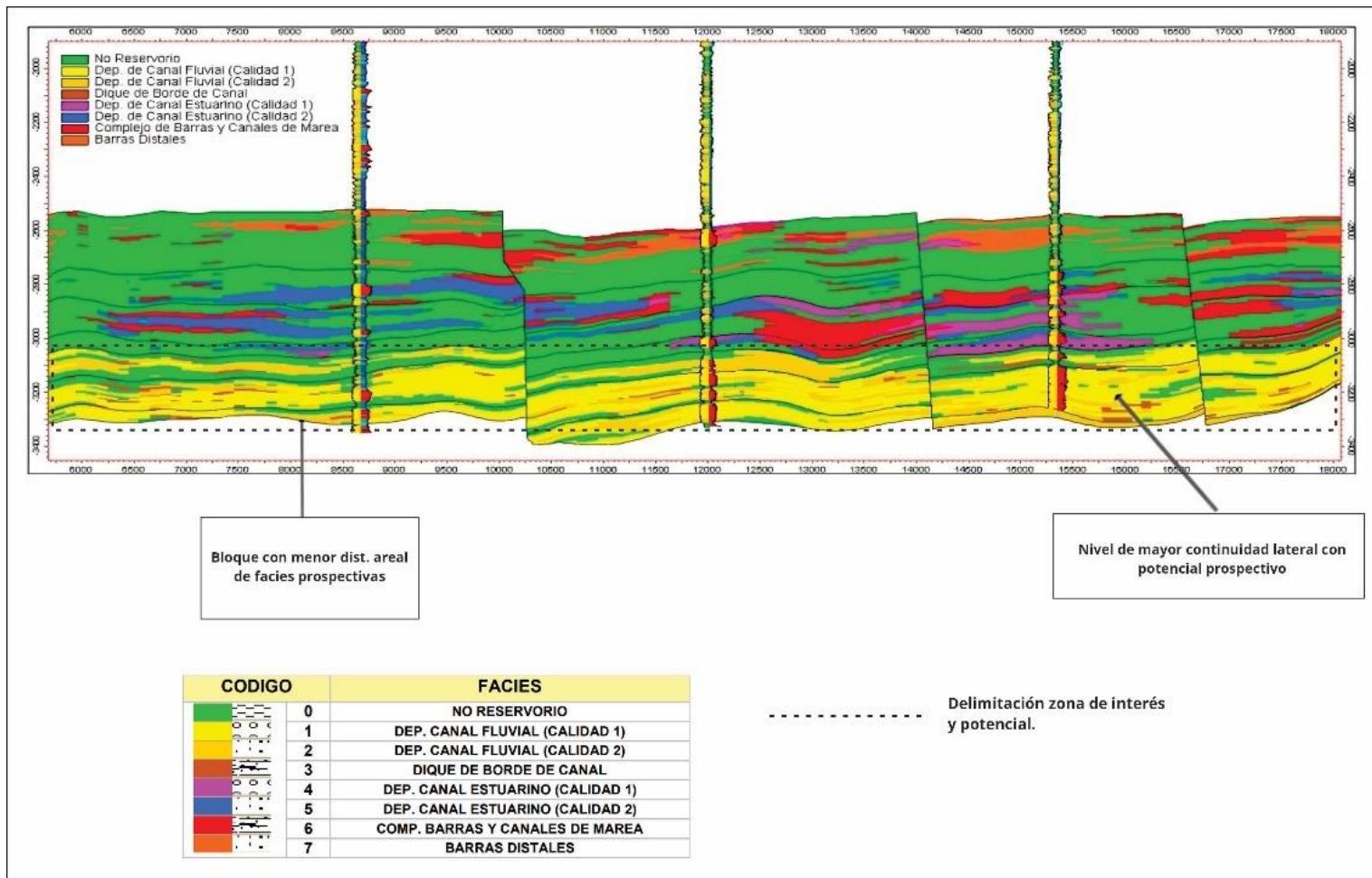


Figura 51. Distribución vertical de facies del Miembro Morichal, Campo Cerro Negro (tomado y modificado de Prado et al. 2018)

- **Distribución de Porosidades**

Los valores de Porosidad fueron obtenidos por Prado *et al.* (2018) a través de la combinación de perfiles de Densidad de formación (**RHOB**) y Neutrón compensado (**NPHI**), metodología basada en la estimación de porosidad total a partir de gráfico cruzado densidad-neutrón. Los rangos de porosidades del campo, determinados por los autores van desde 0% hasta 40% con promedio en la malla de 19%, y se evidencia correspondencia entre la distribución de las facies y la distribución de porosidad efectiva, de la misma forma se observa como los mejores valores de porosidad se encuentran en la división inferior de Morichal, de esta manera se constata los altos niveles de porosidad observados en el mapa de isopropiedades.

De la misma manera se indica un potencial bajo de almacenamiento en la zona media del Miembro Morichal, y el mismo potencial aumenta hacia el tope del Miembro, con mayor especificidad hacia el este de dicho miembro. Esta zona media de baja porosidad pudiese actuar como una barrera al hidrógeno, pero dicha presunción debe ser acompañada de la observación de otras propiedades del Miembro, el cual según la distribución realizada muestra amplia heterogeneidad.

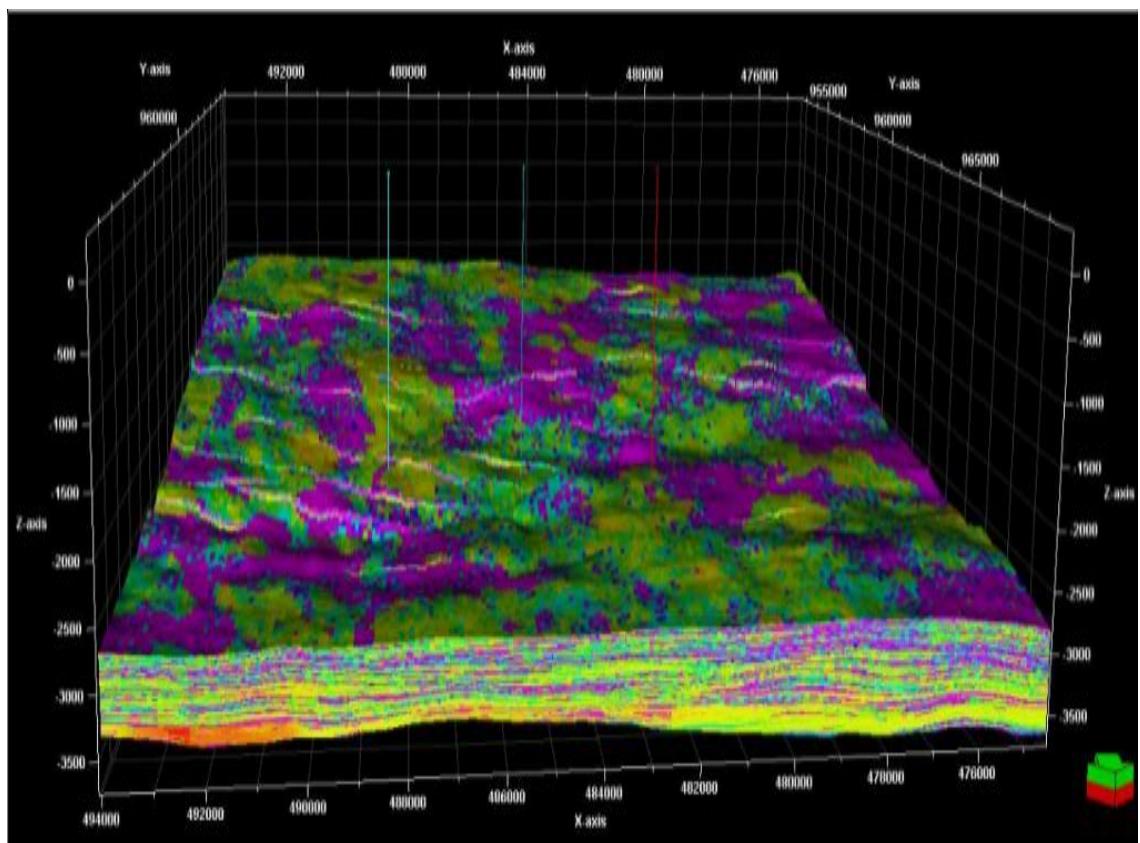


Figura 52. Distribución areal del Miembro Morichal, campo Cerro Negro (tomado de Prado et al. 2018)

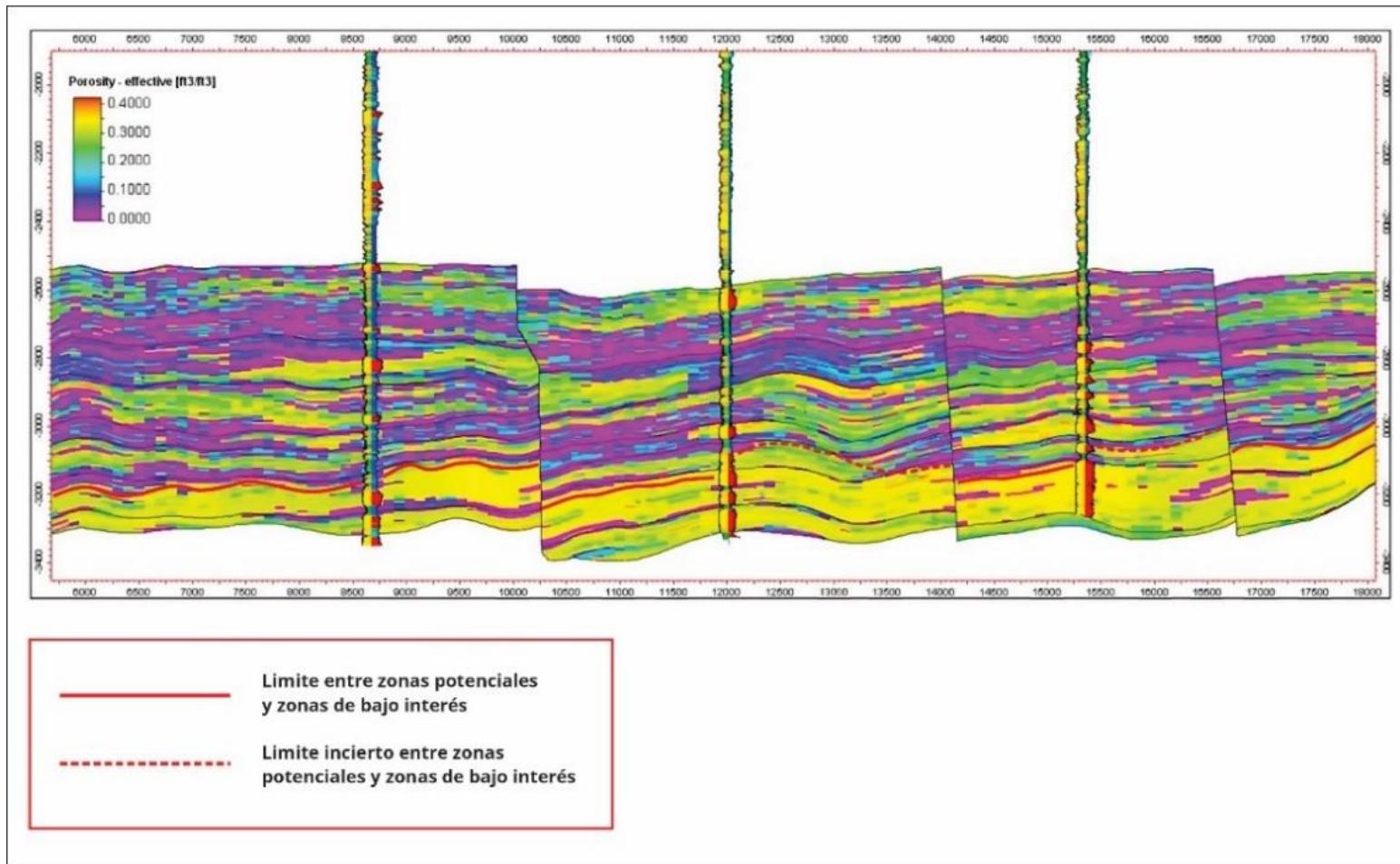


Figura 53. Distribución vertical de la porosidad, Miembro Morichal, campo Cerro Negro (Tomado y modificado de Prado et al. 2018)

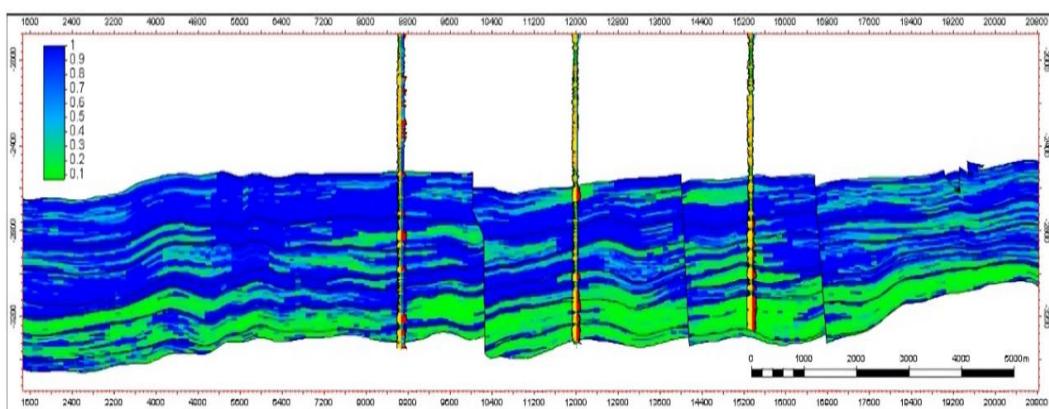
- **Distribución de saturación de agua**

Para la propagación de la saturación de agua se distribuyeron los valores de cada tipo de roca, cada uno asociado a una facie a través de histogramas y asignación de valores (tabla 18)

Tabla 18. Tipos de rocas, facies asociadas y valores de saturación de agua

Tipo de roca	Facie Asociada	Valores promedio (Sw)	Rangos
TR1	Canal Fluvial (Calidad 1)	20%	0 - 50%
	Canal Estuarino (Calidad 1)		
TR2	Canal Fluvial (Calidad 2)	32%	0-100%
	Barras distales		
	Canal Estuarino (Calidad 2)		
TR3	Barras - canales de marea	64%	0-100%
	dique de borde de canal		

En líneas generales se observa como en Morichal inferior los valores son bajos (Figura 54), situación que se constata con el mapa de saturación (Figura 49) analizado previamente donde los valores de las zonas con mayor porosidad presentaban valores de saturación en el orden 12 – 15%.



*Figura 54. Distribución vertical de la saturación de agua, Miembro Morichal, Campo Cerro Negro
(Tomado de Prado et al. 2018)*

- **Distribución de permeabilidad**

Para la propagación de la permeabilidad los autores se apegaron al uso de ecuaciones generadas y posterior propagación en el modelo geoestadístico, dando como resultado una distribución con valores cercanos a 10 Darcys en casi la totalidad del volumen. Esto contrasta con el modelo de distribución de rocas donde el 45% corresponde a roca tipo 4 de permeabilidad (0). A pesar de ello el resultado concuerda con las demás respuestas modeladas y la proporción de roca tipo 1. (Figura 55)

Según los valores observados en la distribución de la permeabilidad se sugieren zonas de conexión entre las divisiones internas del Miembro Morichal, posibilitando la capacidad de migración del hidrógeno, aun siendo inyectado directamente en el Miembro inferior (U_MI_1) de Morichal.

A pesar de ello, observando las propiedades modeladas y atendiendo las descripciones realizadas en modelos sedimentológicos previos, aunado a las conclusiones realizadas por los autores, en el límite entre Morichal inferior y Morichal medio se puede encontrar una capa de lutita que puede fungir como barrera para el confinamiento efectivo del hidrógeno en la unidad inferior del miembro estudiado.

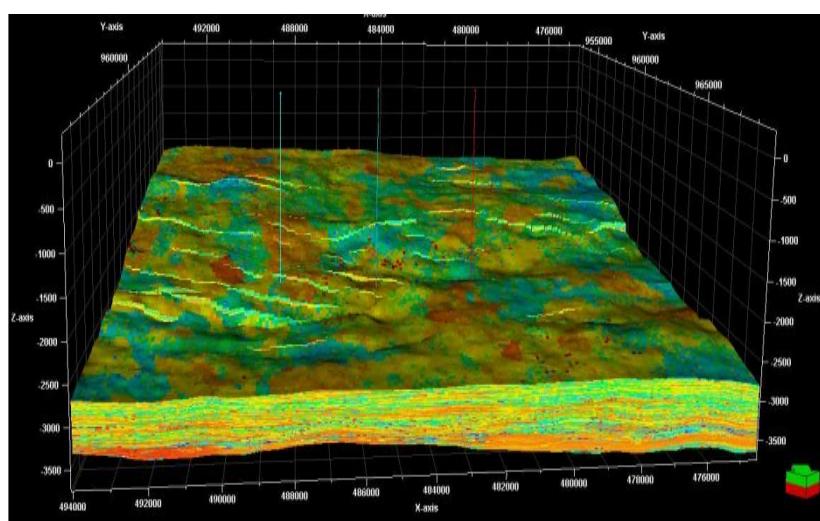


Figura 55. Distribución areal de la permeabilidad, Miembro Morichal, campo Cerro Negro (tomado de Prado et al. 2018).

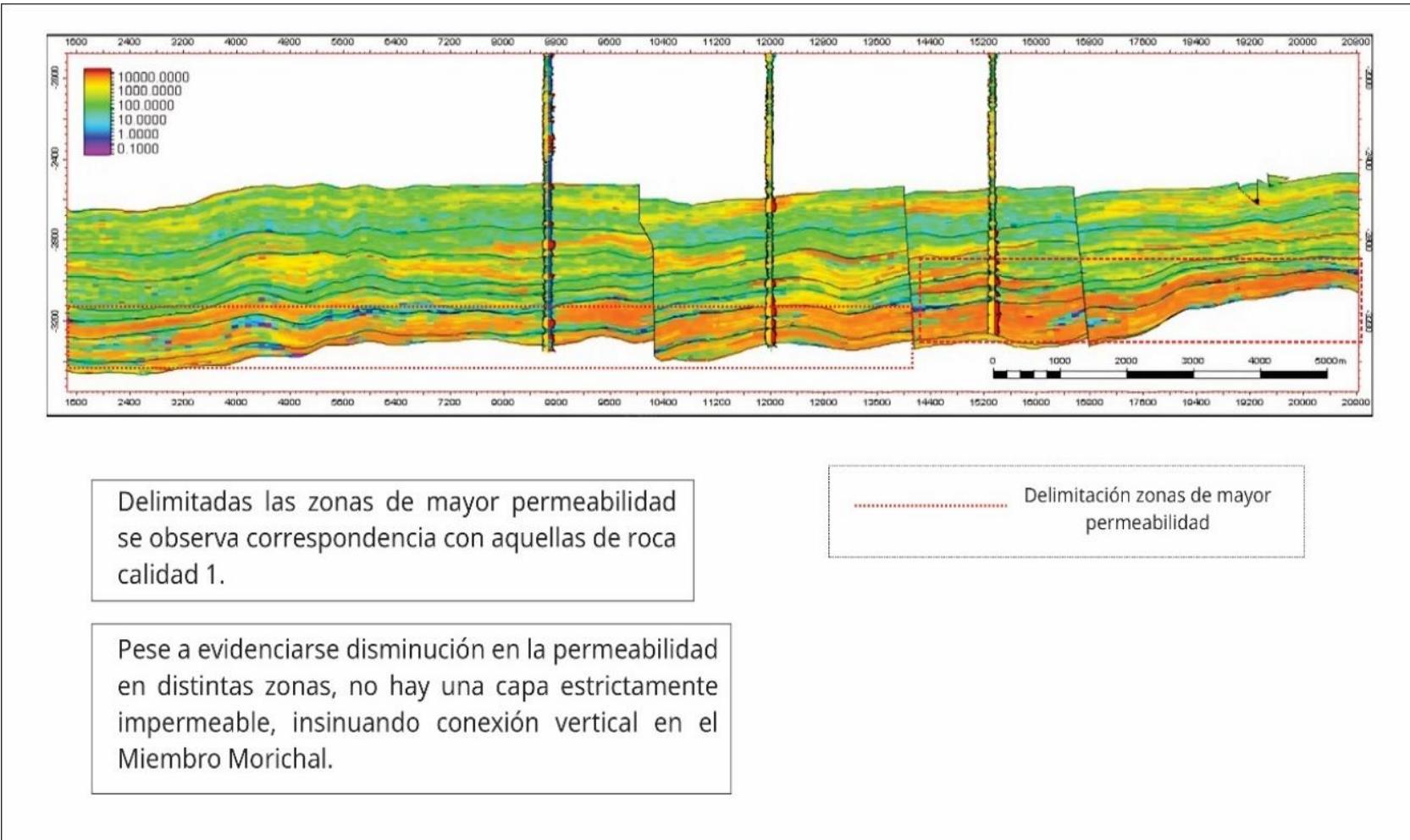


Figura 56. Distribución vertical de la permeabilidad de Miembro Morichal, Campo Cerro Negro (Tomado y modificado de Prado et al. 2018)

- Selección de ubicaciones de inyección/extracción

A partir de la observación de los mapas de isopropiedades se seleccionaron los pozos con mejores propiedades para la inyección del hidrógeno y se plasmaron en una tabla para ser jerarquizados de acuerdo a los valores arrojados, junto a estos pozos de interés se analizaron y contaron con prioridad, aquellos pozos que, en el proyecto, sus núcleos fueron recuperados. (tabla 19)

Creando un balance entre las propiedades de cada pozo, la ubicación geográfica, la distancia respecto a las fallas y tomando en consideración la geometría del yacimiento, de buzamiento al noreste, fue seleccionado el pozo **CGC0301P** del Yacimiento Morichal 29B, pozo del cual se extraerán las propiedades a introducir dentro del modelo de simulación y los cálculos volumétricos preliminares. (Figura 57)

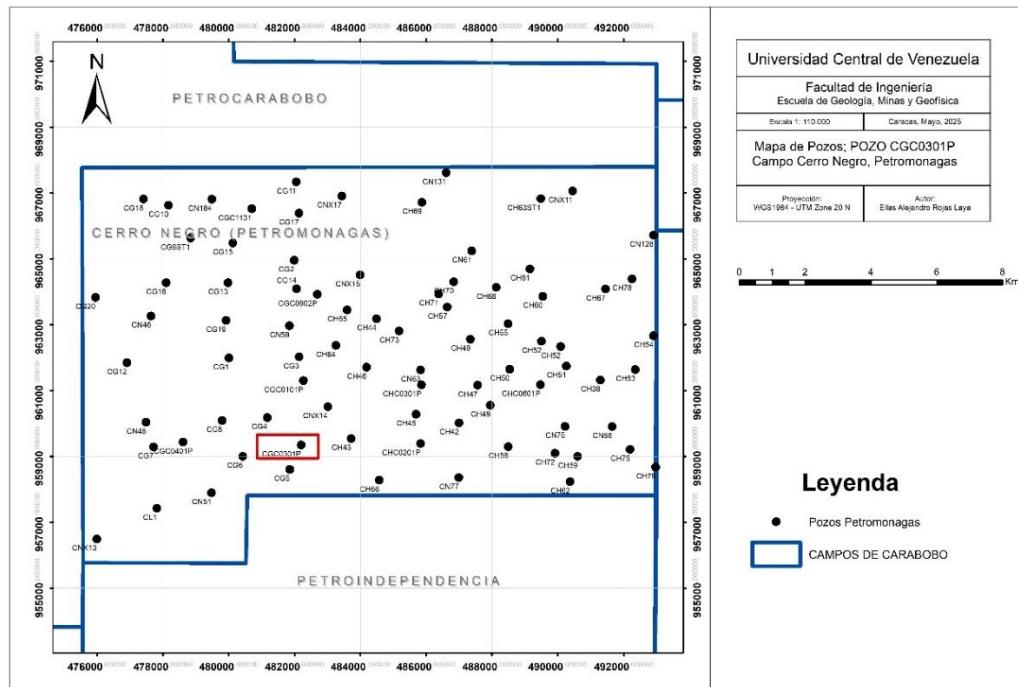


Figura 57. Campo Cerro Negro, Petromonagas y Pozo CGC0301P seleccionado.

Observando los distintos insumos provistos en el modelo estático interpretado, se pone de manifiesto el potencial dentro del Miembro Morichal, siendo dentro del mismo la unidad inferior U_MI_1 un posible yacimiento de hidrógeno a gran escala. Sin embargo, uno de los elementos que revela el análisis de la distribución vertical y areal de las propiedades en el Miembro Morichal, es el bajo potencial de la unidad Morichal medio, que a pesar de también estar compuesta principalmente por arenas intercaladas con lutitas, en consecuencia la porosidad de esta zona es baja, pero que guiados por la distribución de permeabilidad, dicha zona aún tiene la capacidad de permitir el flujo de gases a través de él, resultando entonces, el Miembro Morichal, una unidad con posibles conexiones entre todas sus divisiones internas en su extensión vertical.

Sin dejar de lado estas consideraciones, se procedió con los cálculos teóricos del yacimiento Morichal 29B como yacimiento y el pozo **CGC0301P** como pozo inyector dentro de la simulación de inyección de hidrógeno.

Tabla 19. Pozos y sus valores obtenidos de los mapas de isopropiedades.

POZO	Porosidad (%)	Saturación de Agua	Espesor de Arena Neta (ft)	Distancia aprox. A fallas (metros)	Núcleo
CG9ST1	0,32	0.12	207	200	SI
CNX17	0,32	0.19	161.9	140	SI
CH65	0,32	0.11	307.5	330	NO
CG1	0,29	0.2	154.5	160	SI
CH63ST1	0,34	0.11	164.5	90	SI
CH66	0,34	0.15	126	570	NO
CH64	0,34	0.13	130	210	NO
CGC0902P	0,34	0.13	222	360	NO
CH70	0,34	0.12	142.5	120	NO
CHC0201P	0,35	0.14	163	190	NO
CH44	0,33	0.15	204.9	100	SI
CH38	0,33	0.12	162.5	100	SI
CGC0301P	0,31	0.16	113	430	SI

5.4. Capacidad de Almacenamiento de H2

Otro de los puntos fundamentales a considerar para obtener una visión preliminar de la viabilidad de AGH es la capacidad de almacenamiento de gas en el yacimiento. Okoroafor *et al.* 2022 elaboró una escala de evaluación de 5 niveles, siendo uno (1) el peor valor y cinco (5) el mejor, dicha escala también categoriza el tamaño de los yacimientos en función de la capacidad de almacenamiento. Estos valores se muestran en la tabla 20.

Tabla 20. Criterio de puntuación para Yacimientos por su volumen. (Tomado y modificado de Okoroafor et al. 2022)

Criterio	1 (Peor)	2	3	4	5 (Mejor)
Capacidad de almacenamiento	<12 km ³	12 - 120 km ³	120 - 600 km ³	600 - 1200 km ³	>1200 km ³

De esta manera, en conjunto con las pérdidas potenciales por difusión y la relación entre el volumen y las perdidas, se suma otro aspecto de valor para categorizar el yacimiento estudiado.

5.4.1. Organización de datos para el cálculo volumétrico

Los datos utilizados para determinar la capacidad volumétrica de almacenamiento son extraídos del modelo estático, análisis de núcleo, modelo petrofísico generado por Prado *et al* 2018. así como estimados proporcionados por Morales, K. 2012. Los datos utilizados en las ecuaciones utilizadas se muestran en las tablas a continuación

Tabla 21. Datos geométricos del yacimiento Morichal 29B

Yacimiento Morichal 29B		
Parámetro	Valor	Unidad
Área	6,23E+13	ft ²
Volumen yacimiento	1,34E+18	ft ³ (SCF)
Espesor	113	ft

Tabla 22. Datos Petrofísicos y condiciones de Yacimiento Morichal 29B

Yacimiento Morichal 29B		
Parámetro	Valor	Unidad
Porosidad	0.31	Adimensional
Permeabilidad (estimado)	11.000	mD
Saturación de agua	0.16	Adimensional
Saturación de Petróleo irreducible	0,40	Adimensional
Factor de cementación	1,61	Adimensional
Exponente de saturación	1,998	Adimensional
Constante de tortuosidad	1,00	Adimensional
φd (Porosidad de la roca suprayacente) *asumido	0.025	Adimensional
δ (Factor de constricción)	1,00	Adimensional
Presión Inicial (estimado)	1.600	lpc
Presión actual (estimado)	850	lpc
Temperatura	129	°F

Petrofísica

Condiciones de
yacimiento

5.4.2. Valores y cálculos hechos para Hidrógeno

Así mismo se calcularon distintos parámetros necesarios para las ecuaciones, mediante el uso de los valores de condiciones de yacimiento y las propiedades físicas de hidrógeno. Los valores calculados fueron la presión estimada de inyección de hidrógeno la cual ha de ser suficientemente alta para superar la presión hidrostática (618 lpc), la densidad de hidrógeno en condiciones de yacimiento y la densidad en condiciones *standard*.

De la misma manera se calcularon la solubilidad de hidrógeno en el agua de formación y coeficiente de difusión de hidrógeno en agua, a través de correlaciones de hidrógeno en agua y usando condiciones de presión, salinidad y temperatura, dicho valores se encuentran resumidos en la tabla 23.

Tabla 23. Parámetros calculados y estimados para hidrógeno.

Propiedades de hidrógeno		
Condiciones iniciales de reservorio (Pactual = 850 lpc, Pinicial=1600, Temperatura=129°F, Salinidad=7500 ppm)		
Parámetro	Valor	Unidad
Densidad de hidrógeno a condiciones de yacimiento (ρ)	0.0511	lb/ft ³
Densidad de hidrógeno a condiciones standard (ρ_0)	0.0053	lb/ft ³
Solubilidad de hidrógeno en el agua de formación (Solg)	0.015	pies cúbicos de H ₂ por pie cúbico de agua
Coeficiente de difusión del gas en agua pura (Dg)	4.5 x 10 ⁻⁵	ft ² /s
Presión de inyección de Hidrógeno	742	lpc
Compresibilidad de Hidrógeno (asumiendo comportamiento ideal)	1	Adimensional

5.4.3. Estimación del volumen de almacenamiento

Utilizando la fórmula propuesta por Ganesh *et al.* 2023 se calculó la capacidad teórica de almacenamiento de hidrógeno del Yacimiento Morichal 29, utilizando los datos recabados y algunos supuestos simplificados para simplificar la complejidad en cuanto a la obtención de los datos, manteniendo rangos de valores acordes a los expuestos en las distintas evaluaciones hechas al yacimiento.

Tabla 24. Valor de la capacidad de almacenamiento volumétrica expresada en pies cúbicos estándar (SCF por sus siglas en inglés)

Yacimiento	Capacidad	Unidad
Morichal 29B	8,17E+11	ft ³ (SCF)

Si dicho valor es transformado a km³, y es comparado con la tabla 20, es posible saber en qué categoría entra el yacimiento estudiado según la clasificación dada por Okoroafor *et al.* 2022.

*Tabla 25. Conversión de ft³ a km³ para comparar el resultado con la clasificación de Okoroafor *et al.* 2022.*

ft ³ (SCF)	km ³
8,17E+11	23,15

Hecha la conversión es posible aseverar que el yacimiento Morichal 29B se encuentra dentro de la categoría 2, dispuesta por Okoroafor *et al.* 2022. Esto no resulta en un criterio de exclusión, sin embargo, pone de manifiesto que, en términos de volumen de almacenamiento, el yacimiento Morichal 29B, no es el más atractivo.

5.4.4. Pérdida de Gas por Difusión

Así como para la estimación de la capacidad de almacenamiento volumétrica de hidrógeno, para la estimación del volumen de gas perdido por difusión se usa la formula presentada por Ganesh *et al.* 2023, dentro de la cual se asume que la totalidad de capacidad volumétrica es inyectada. Igual como se acotó antes, este es un acercamiento teórico que no debe tomarse como valor definitivo, en cambio se recomiendan estudios más complejos y simulaciones numéricas dentro de la capa sellado, así como el estudio de su integridad para obtener mayores certezas en cuanto a su rendimiento.

- **Supuestos aplicados**

Asumiendo al Miembro Yabo como un sello regional, el mismo se encuentra compuesto por una lutita transgresiva gris verdoso, de espesor 20' pies en promedio. Ante esta descripción, usualmente este tipo de lutitas poseen porosidades entre 2 – 5% y bajo el hecho de que este miembro se encuentra a profundidades promedio de 2400 pies, la compactación reduciría la porosidad. Estos factores invitan a asumir una porosidad de 2.5% con la recomendación de ejecutar estudios a futuro.

Para las condiciones iniciales de yacimiento, las cuales determinaron los cálculos de propiedades de hidrógeno se asumió la Presión inicial= 1600 lpcm, Presión actual= 850, valores promedio del Miembro Morichal, la temperatura de 129°C y la salinidad del agua= 7500 ppm.

Para la variable tiempo se asumió un valor de **3 meses**, tiempo que sería establecido como el periodo de reposo entre intervalos de inyección y producción en un yacimiento.

- **Estimados del volumen de hidrógeno perdido por difusión**

A partir de los supuestos y la formula referida anteriormente, se obtiene la aproximación teórica, importante acotar, que existen otros mecanismos de fuga y perdida de hidrógeno, no considerados en la formula, por tanto, debe tomarse como un valor aproximado y una manera de dimensionar el impacto de algunos factores del yacimiento e hidrógeno.

Tabla 26. Valor de volumen de gas perdido por difusión expresado en pies cúbicos estándar (SCF por sus siglas en inglés)

Yacimiento	Volumen Perdido	Unidad
Morichal 29B	4,970E+08	ft ³ (SCF)

5.4.5. Relación Porcentual entre la capacidad teórica de almacenamiento y el volumen de perdida por difusión.

Tabla 27. Relación porcentual volumen de almacenamiento y volumen de gas perdido por difusión.

Yacimiento	Morichal 29B
Capacidad de almacenamiento	8,172E+11
Volumen de gas perdido por difusión	4,970E+08
Relación Porcentual	0,06%

De esta manera se establece que en un tiempo de 3 meses el volumen de hidrógeno injectado se mantendría teóricamente igual dentro del yacimiento, a pesar de este ínfimo porcentaje, hay muchos otros factores que no son considerados en este escenario, pero sirve como un buen indicador para contextualizar el valor de yacimientos de hidrocarburos como yacimientos de hidrógeno a gran escala.

5.5. Simulación Conceptual Numérica.

A efectos de la realización de la simulación conceptual, en la que el principal objetivo es obtener una visión general y teórica del comportamiento del hidrógeno en el yacimiento, muchas de las propiedades del mismo se ven simplificadas, como por ejemplo, la geometría, la cual es construida siguiendo el modelo conceptual “shoe box” (caja de zapato, en español); asimismo, muchas de las propiedades petrofísicas, seleccionadas a través del análisis hecho en capítulos anteriores, son tomadas como homogéneas, y otros valores son calculados a partir de correlaciones empíricas o herramientas de correlación contenidas en el mismo *software*.

5.5.1. Ajustes del Modelo

Las dimensiones establecidas para el modelo fueron de 60*50*36, siendo el ancho de 10 metros para las celdas en las direcciones I y J, y para las celdas en K se estableció un espesor de 1 metro, a excepción de las celdas del tope y la base, que al fungir como sellos se establecieron un espesor de 6 y 4

metros respectivamente. La profundidad del bloque se encuentra comprendida entre los 818 y 858 metros, manteniendo la fidelidad a la profundidad real del yacimiento 29B y cómo es posible apreciar en la imagen 55.

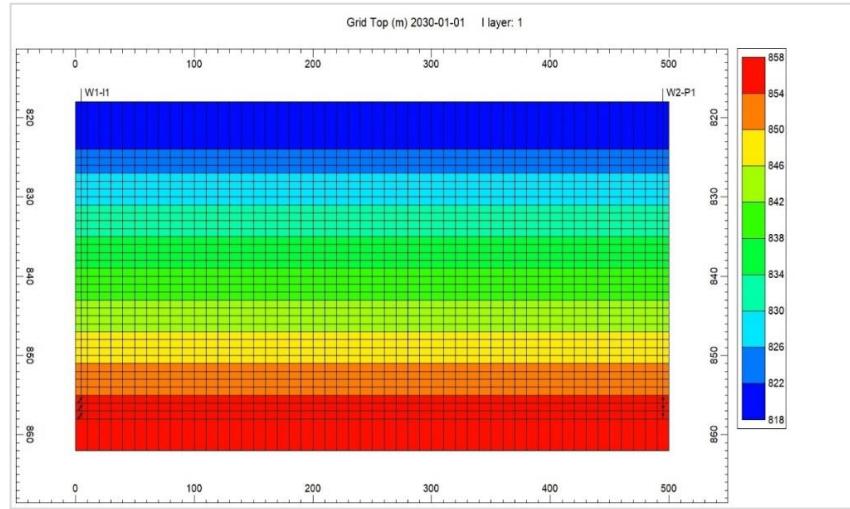


Figura 58. Vista de la red de simulación en componentes JK, y en función a la profundidad.

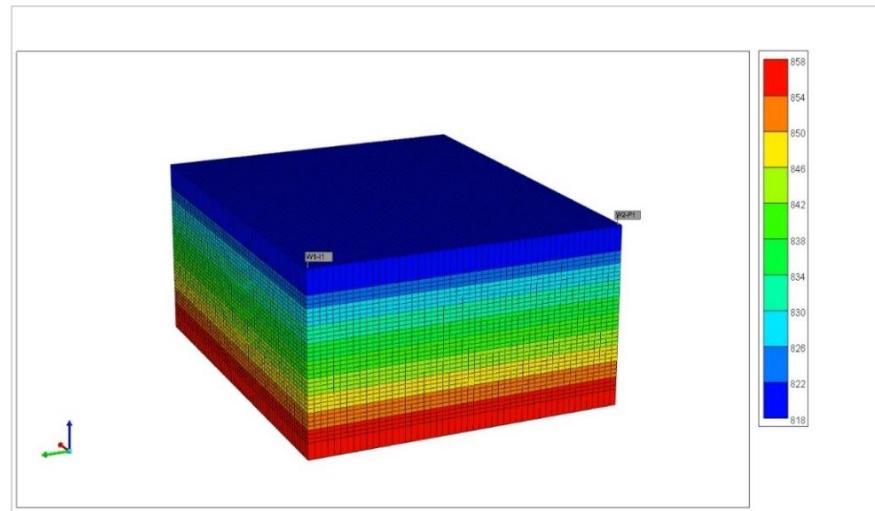


Figura 59. Vista 3D del bloque de simulación, donde se identifican Pozo Inyector (W1-II) y Productor (W2-P1)

5.5.2. Propiedades del Yacimiento

Como fue indicado previamente, las propiedades petrofísicas acá expresadas, son producto del análisis y posterior sistematización de Trabajos Especiales de Grado del Campo Cerro Negro, así como de la selección del pozo CGC0301P como pozo modelo para la definición de los valores en el modelo de simulación. Dichos valores se encuentran resumidos en la tabla 28.

Tabla 28. Tabla resumen valores Yacimiento Morichal 29B

Propiedad	Valor y Descripción	Unidad
Porosidad	0,31	
Permeabilidad	Kh: 9000 Kv: 5950 Ksello: 0	mD
Presión inicial	9370	kPa
Saturación de agua	0,15	
Saturación irreducible de petróleo	0,4	
Compresibilidad de Roca	6,15E-07	1/kPa
Porosidad Roca sello	0,025	
Profundidad Tope	818	m
Espesor Sección Arenisca	34	m
Espesor Tope Sello	6	m
Espesor Base Sello	4	m

5.5.3. Componentes

Los componentes definidos y encontrados en el modelo se definieron a través de la construcción de un modelo composicional en *WinProp 2021* haciendo uso de la librería de elementos que dispone el programa, sin embargo, el principal componente encontrado en el yacimiento, es decir, crudo pesado, no es encontrado en la librería y debe ser definida por el usuario.

En este caso, *WinProp* solicita 4 valores para definir el elemento y calcular todas sus propiedades a través de correlaciones, estos son: Temperatura critica (Tc), Presión critica (Pc), Factor acéntrico, y Peso Molecular. Estos valores se extrajeron de caracterizaciones geoquímicas

encontradas en el estudio de Prado *et al.* 2018, junto a otros valores se encuentran resumidos en la tabla 29.

Tabla 29. Tabla resumen de valores de los crudos de yacimientos de Cerro Negro.

Propiedad	Valor y Descripción	Unidad
Tc Petróleo	845,33	°F
Pc Petroleo	4490,76	kPa
API	8,3	°
Factor Acentrico	0,649	
Peso Molecular	502	g/mol
Viscosidad	1905	

Posteriormente se definió la fracción de la composición del yacimiento bajo la cual se da inicio al modelo de la inyección del hidrógeno, el cual se asume como un valor mínimo, junto a la saturación de agua irreducible y la saturación actual de petróleo en el yacimiento, indicada por Prado *et al.* 2018 que para la fecha del estudio era estimada en un 82%. Es posible que otros elementos sean encontrados en el yacimiento, pero a efectos de la simulación solo son tomados estos 3.

Tabla 30. Composición inicial del yacimiento definido en WinProp.

Componente	Fracción
H ₂	0,01
Oil	0,82
H ₂ O	0,17

5.5.4. Modelo Roca-Fluido

La figura 60 y figura 61 muestran las curvas de permeabilidad relativa construidas para el modelo, la curva kro vs Sw (Petróleo-Agua) y la curva krg vs krl (Gas-Líquido). Estas curvas son construidas a partir de las herramientas de correlación de *Builder 2021*, en el cual se define al tipo de roca como una Arenisca de mojabilidad intermedia y se insertan valores de Porosidad (0.31), Permeabilidad (9000mD), Saturación de agua irreducible (0.17), Saturación de

petróleo irreducible (0.4), Saturación de gas critica (0.15) y permeabilidad relativa del gas para liquido connato (0.5) (Krgcl).

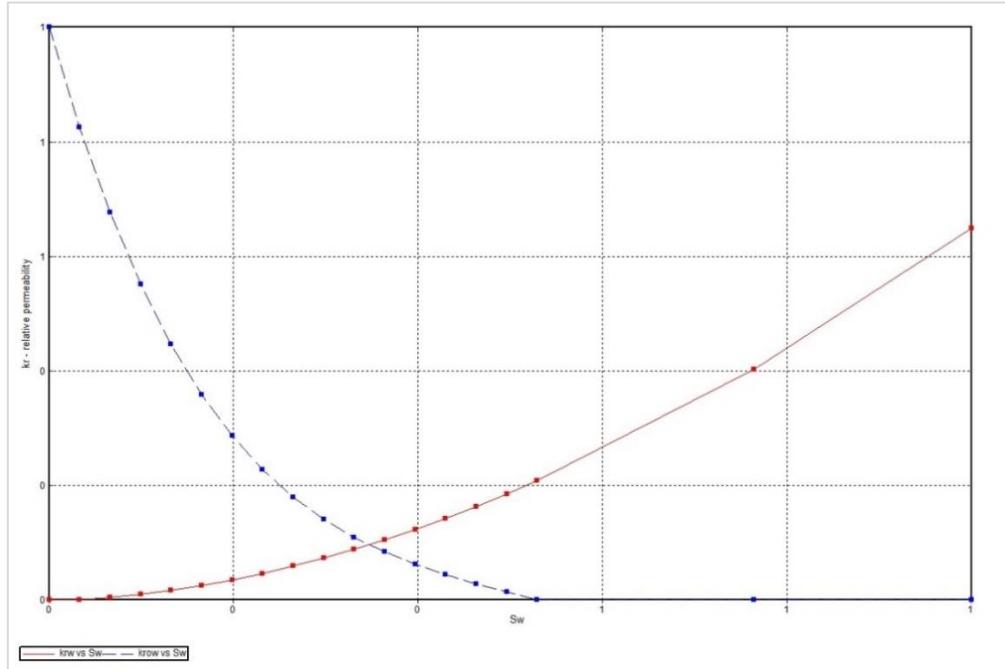


Figura 60. Curvas de permeabilidad relativa (Petróleo-Agua)

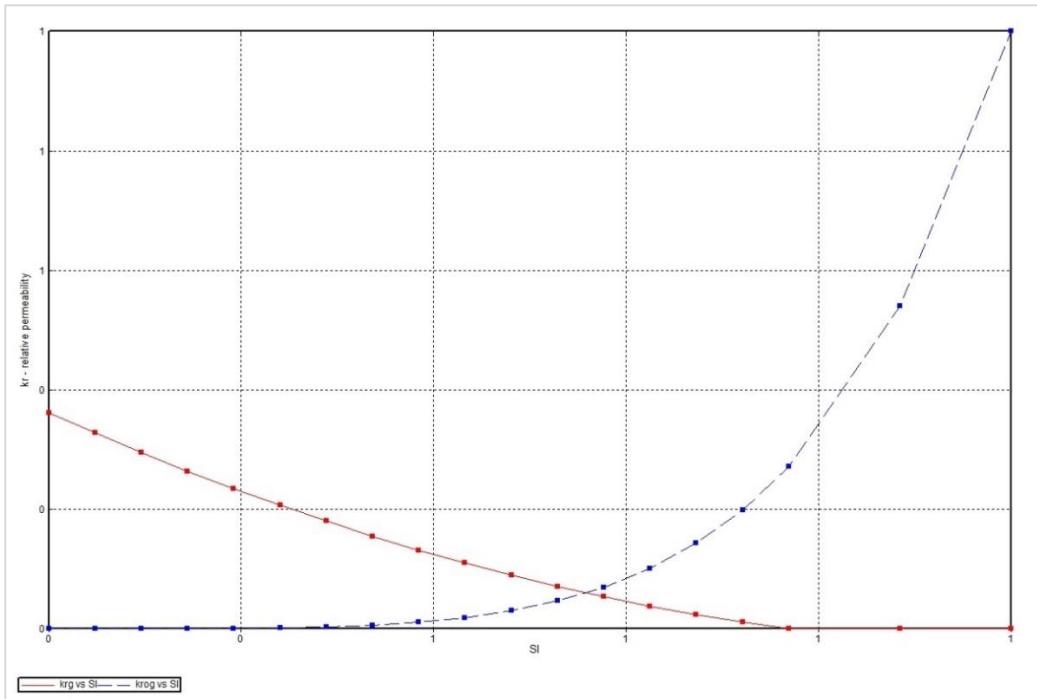


Figura 61. Curvas de permeabilidad relativa (Gas - Liquido)

5.5.5. Caso Base

La estrategia de AGH se define considerando las dimensiones del modelo conceptual, la presión inicial de yacimiento, no se consideran restricciones operativas para poder definir valores teóricos de inyección y producción. En el caso del modelo y sus dimensiones, el mismo poseería 10.000.000 m³. Para completar periodos de inyección y retiro en un año calendario, se establecen entonces 62000 metros cúbicos de inyección durante 6 meses, se destinan 3 meses de reposo para el yacimiento, de manera que sean estabilizadas las presiones del mismo y en los últimos 3 meses del año (asumiendo enero como mes de inicio de operaciones) para la producción de hidrógeno con una tasa de 55000 metros cúbicos diarios.

Tabla 31. Estrategia Base

Operación	Tasa	Periodo
Inyección	62000 m ³ /día	6 meses
Reposo	-----	3 meses
Producción	55000 m ³ /día	3 meses

La presión de inyección se estableció en 5100 kPa y la presión de extracción en 3700 kPa, procurando mantener las presiones de yacimiento en límites operativamente seguros, a la espera de luego de la simulación observar cómo evolucionó la presión promedio del yacimiento. El inicio de la simulación se fijó en enero del año 2030 con ciclos de inyección-producción de 1 año y cesando la inyección en julio de 2037, manteniendo el yacimiento cerrado y observando su comportamiento hasta el año 2040.

5.5.6. Comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

- **Saturación de gas.**

Siendo esta una de las primeras propiedades evaluadas, se observa como la saturación de gas en el yacimiento empieza a variar en el año 2032, la ausencia

de cambios en la saturación los dos primeros años, puede deberse a simplificaciones hechas por el modelo o errores de lectura, o en su defecto presión insuficiente y tasa de inyección baja.

Es posible notar que la mayor concentración de hidrógeno se encuentra en el tope de la arenisca, hecho que se corresponde con lo ligero que es el hidrógeno y su baja densidad y el mismo no genera cambios ni se inserta en la roca sello modelada, este hecho indica que, bajo las configuraciones del modelo, la roca sello, puede contener de manera efectiva en el yacimiento ($\phi: 0.025$ y $K_h: 0$ mD).

En cuanto a profundidad del yacimiento, la saturación penetra en profundidad en el yacimiento justo debajo del pozo de inyección (Figura 62) pero a medida que el yacimiento entra en reposo y empiezan los períodos de producción, la saturación del gas aumenta alrededor el pozo de producción (W2-P1), sin embargo, en esta zona, atendiendo al comportamiento general en el yacimiento, el hidrógeno se concentra en el tope del yacimiento.

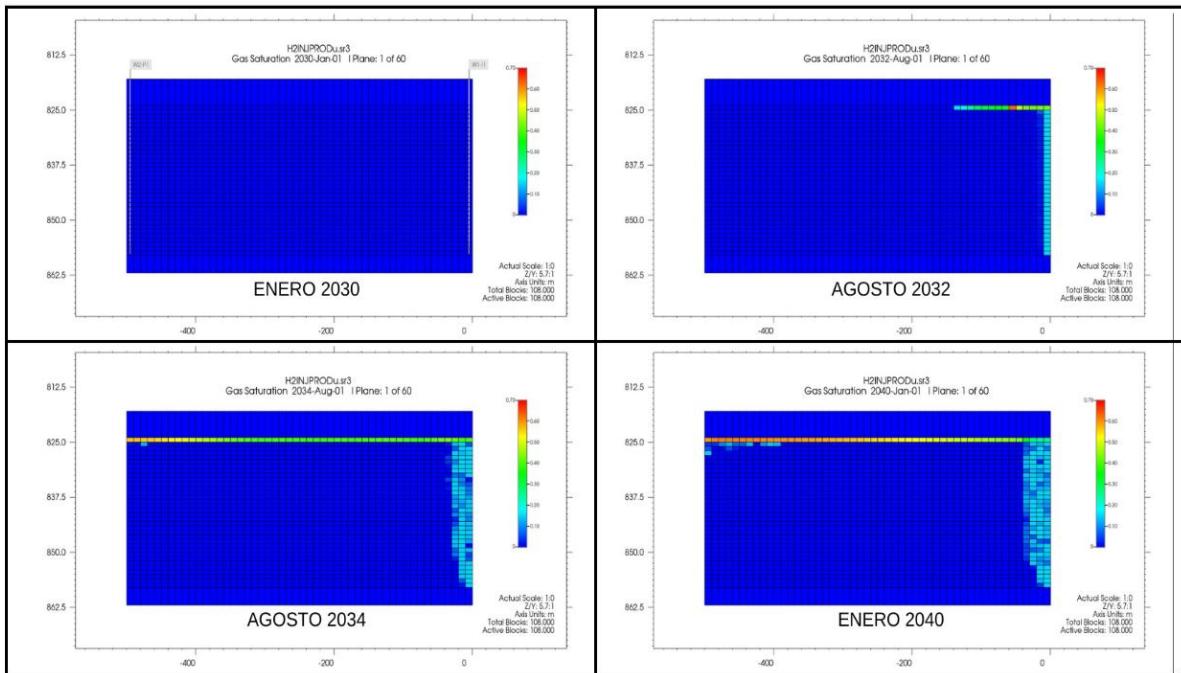


Figura 62. Evolución de la saturación del gas en el yacimiento, vista JK.

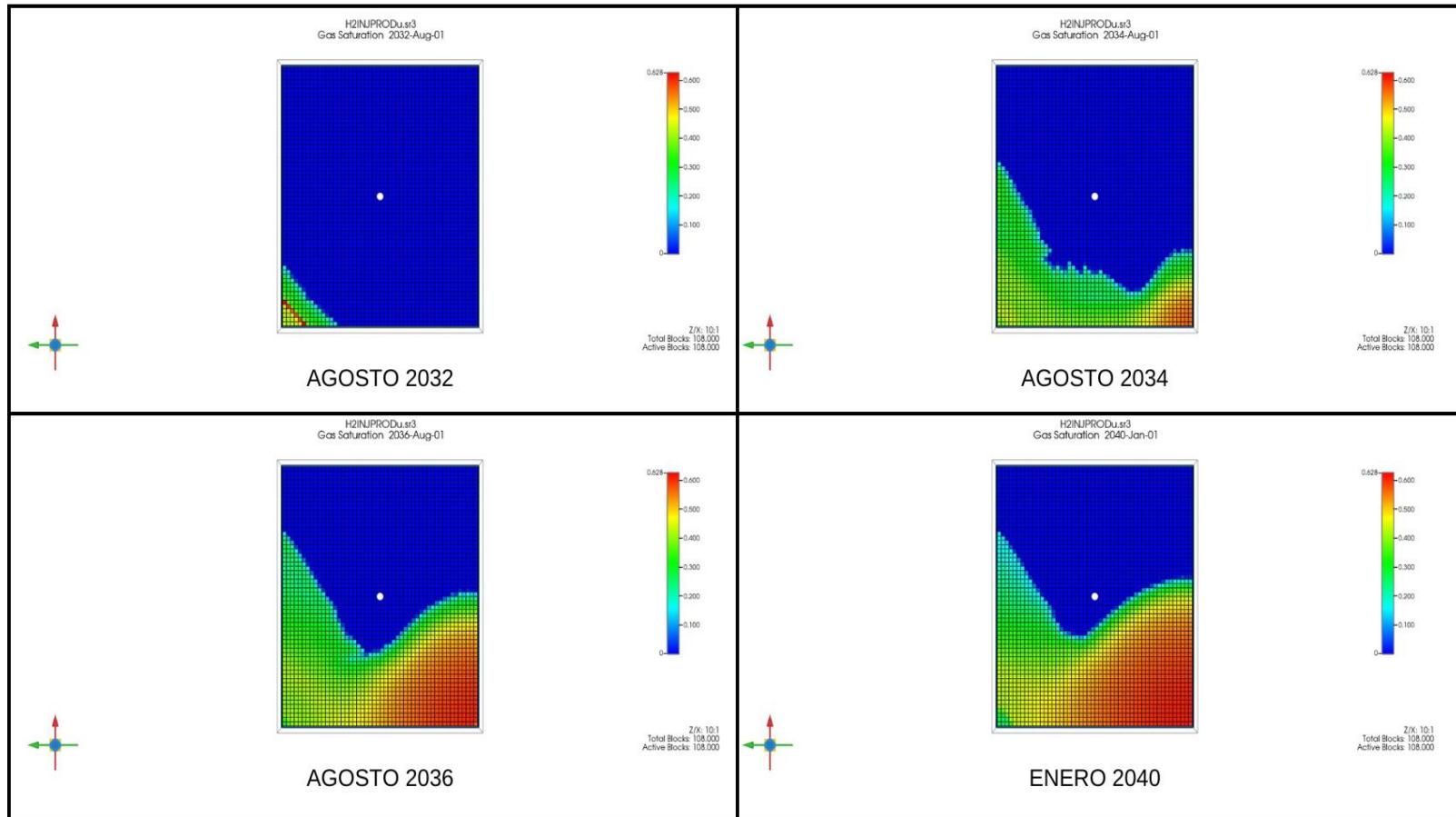


Figura 63. Vista aérea de la distribución de la saturación del gas en el yacimiento. Los valores de saturación aumentan hasta 0.60 y se concentran a la derecha de la imagen donde es encontrado el pozo productor.

- **Viscosidad del Petróleo.**

La simulación muestra como resultado la reducción de la viscosidad del crudo ante la inyección constante de hidrógeno. Sin embargo, los valores de salida son de aproximadamente 48 cp, y a medida que avanza el tiempo, disminuye hasta 44 cp, reflejando una discrepancia respecto al valor de entrada 1905 cp. Esto revela posibles limitaciones por parte del modelo para calcular con exactitud la variación de la viscosidad en el sistema, y demandando parámetros adicionales para mejorar los cálculos.

A pesar de lo anterior, este resultado puede dar indicios de la utilización del hidrógeno en procesos de recuperación mejorada para crudos pesados, pero para aseverar esto se necesitan estudios adicionales para comprobar la eficiencia de la hidrogenación y su incidencia en crudos venezolanos.

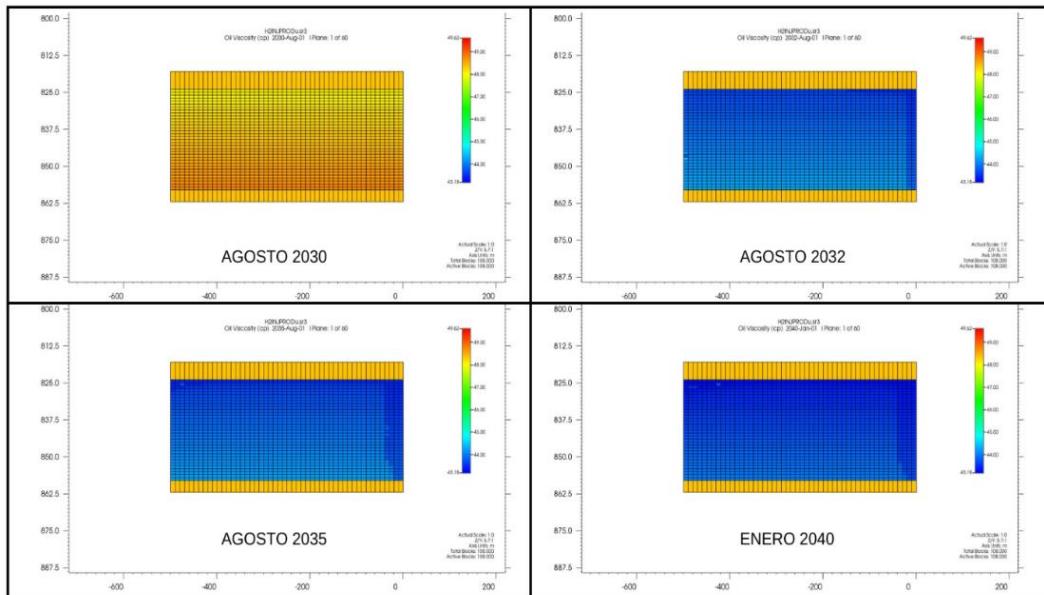


Figura 64. Reducción de la viscosidad del petróleo durante la inyección de hidrógeno, vista JK del modelo conceptual.

- **Permeabilidad relativa del gas y el petróleo.**

A través de la configuración del modelo para mostrar 3 propiedades distintas, es posible obtener información adicional que dan indicios del comportamiento que está teniendo el hidrógeno en el yacimiento y su interacción con el crudo ahí encontrado. Al observar la permeabilidad relativa del gas, es posible identificar un aumento significativo de esta propiedad en consonancia con el aumento de la saturación de dicho gas en yacimiento (Figura 65), los valores aumentan en máximo un 33%.

Si la permeabilidad relativa del gas es evaluada en conjunto a las imágenes de permeabilidad relativa del crudo, es posible ver como el aumento de la primera se corresponde con la disminución de la segunda en las mismas zonas, así como una disminución de la cantidad de petróleo por unidad de área. La suma de estos factores hablan de la capacidad de desplazamiento del hidrógeno, y la eficiencia del barrido del crudo dentro del yacimiento, dicho barrido aumenta alrededor del pozo productor, por tanto es posible aseverar que existe un aumento de espacios porosos para fluir para el hidrógeno, y por consiguiente un aumento de la movilidad del gas en el yacimiento, en contraparte puede darse un efecto de atrapamiento del petróleo, que sumando la disminución de la viscosidad, podría penetrar en poros reducidos, complicando la recuperación de esta porción de crudo.

A corto plazo puede haber un aumento de la recuperación del petróleo dado el aumento de su movilidad, pero a largo plazo, podría ser necesario la implementación de procesos de recuperación mejorada si se desea acceder al crudo atrapado, desplazado por el hidrógeno.

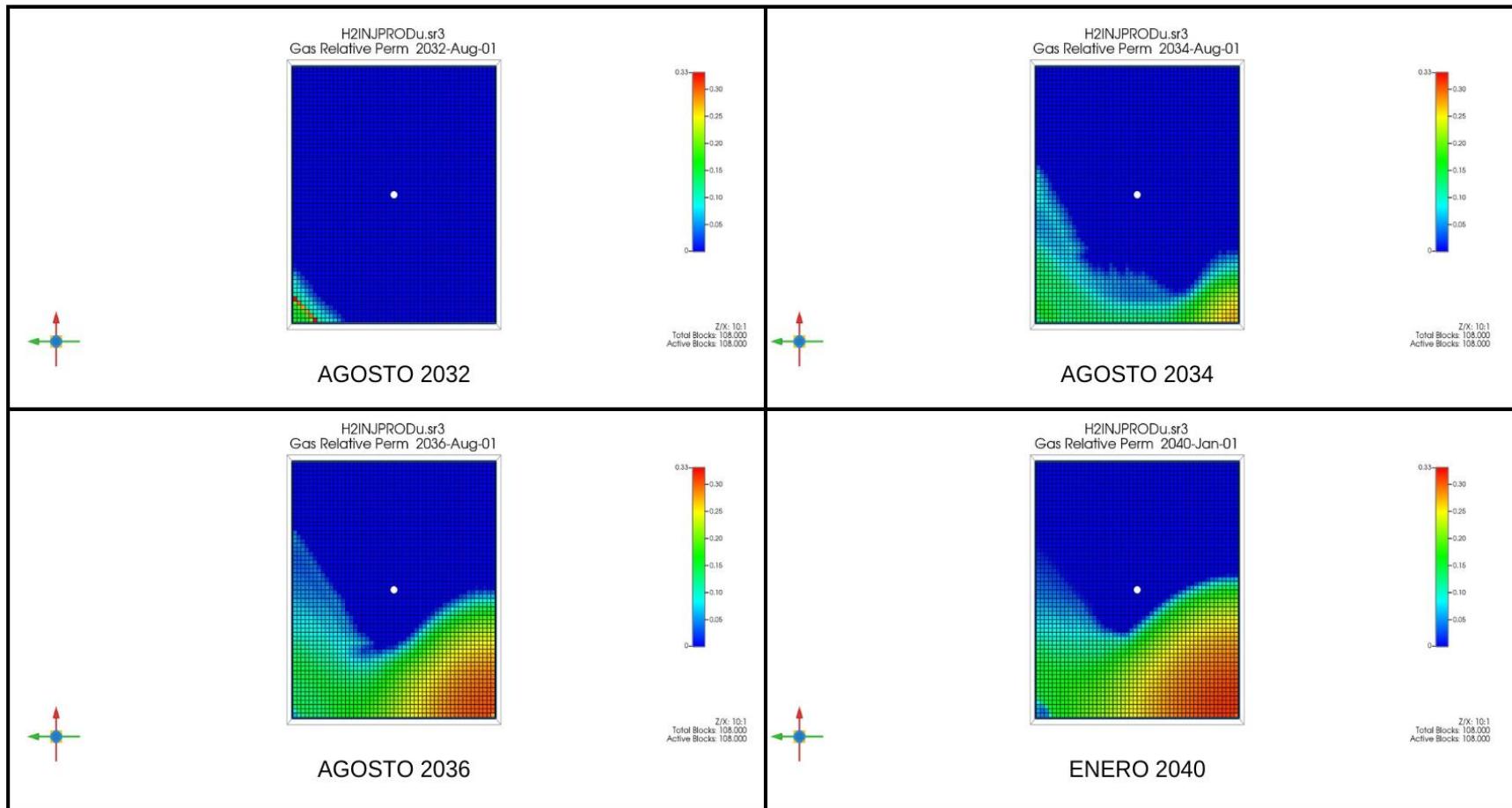


Figura 65. Evolución de la permeabilidad relativa del gas inyectado, vista aérea del yacimiento.

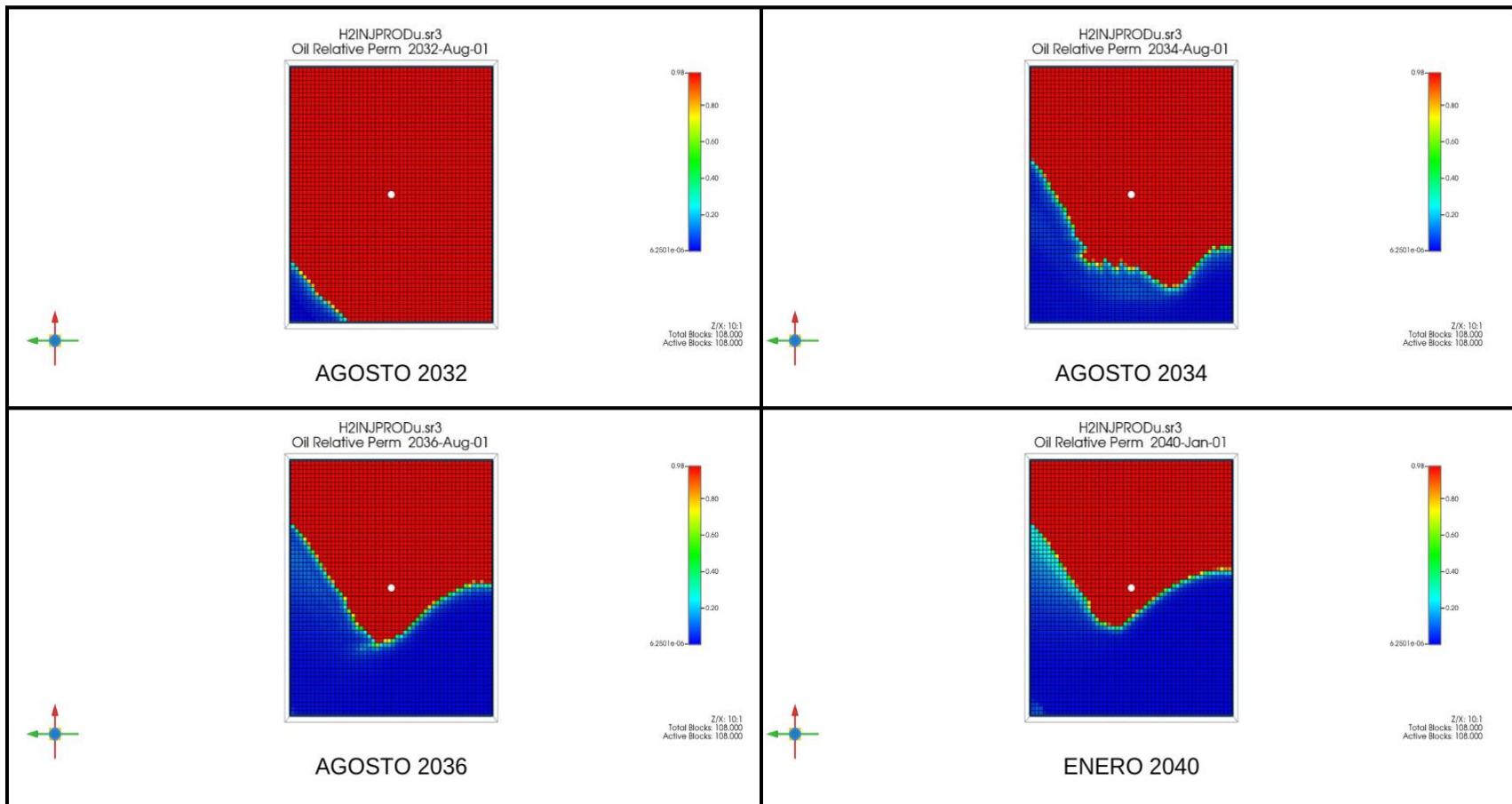


Figura 66. Evolución de la permeabilidad relativa del petróleo, vista aérea del yacimiento.

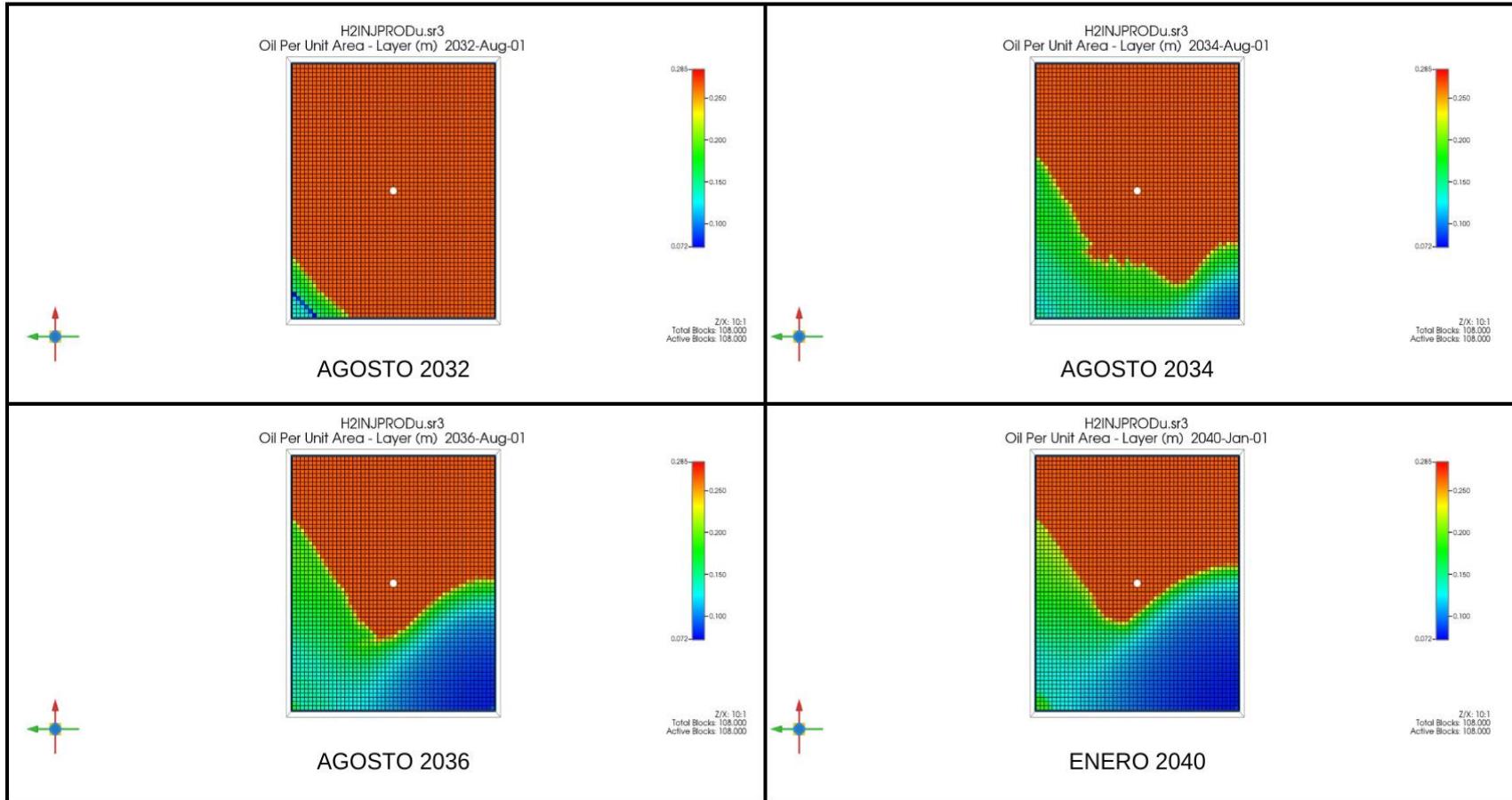
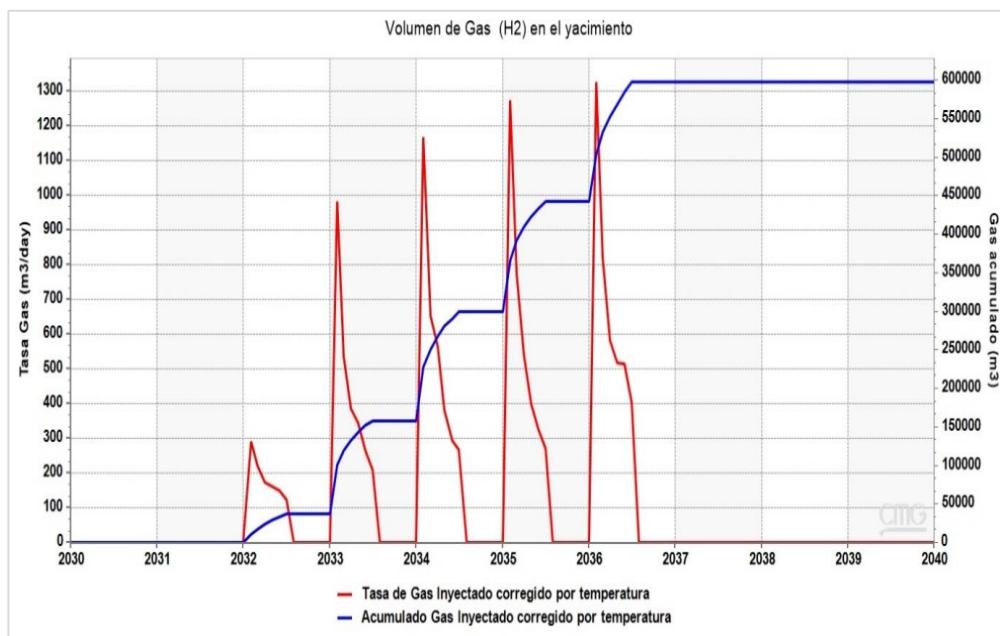


Figura 67. Disminución de la cantidad de Petróleo disponible por unidad de área a través del tiempo y el avance del hidrógeno en el yacimiento, vista aérea del yacimiento.

5.5.7. Monitoreo de Yacimiento.

La primera gráfica evaluada está enfocada en el volumen de gas inyectado en el yacimiento en conjunto con el volumen acumulado. Contrario a lo configurado en el modelo, el primer año de ciclo inyección – producción no registra inyección de hidrógeno, esto puede deberse a un error del modelo o por el contrario una simplificación del mismo en la que indica que el hidrógeno experimenta dificultades para desplazar al crudo en su primer año dada la composición inicial encontrada en el yacimiento. En cualquier de los dos casos, es posible observar en el transcurso de cada año el volumen de hidrógeno inyectado se incrementa y por consiguiente el volumen acumulado del gas en el yacimiento. (Figura 68)



A continuación, es observada la gráfica, de presión de fondo fluyente en el yacimiento (BHP), parámetro importante para entender como está influyendo las operaciones de los pozos en el yacimiento. Al inicio de los ciclos de inyección-producción se observa un aumento considerable en la presión de fondo (Figura 69), efecto conseguido por el inicio de la inyección del gas en el yacimiento, sin embargo, se presenta una discrepancia respecto

a lo observado en la gráfica de tasa de inyección, la cual no refleja variaciones en el primer año, esto puede reforzar la teoría de que en el primer año el hidrógeno experimenta dificultades para desplazar al crudo o bien podría estar revelando que para los ajustes establecidos el modelo está teniendo problemas para reducir las condiciones deseadas en el primer año.

La disminución en los años siguientes de la presión de fondo, podría ser indicador de una ruptura y posterior fuga del hidrógeno a través de la formación rocosa, pero al ver valores positivos de saturación de gas en el yacimiento, podría ser resultado de reacciones químicas del hidrógeno con el crudo, produciendo la disminución de la viscosidad y disolución del hidrógeno en el petróleo. Esto afectará la producción de hidrógeno, arrojando tasas bajas en comparación a las inyectadas e indicaría la necesidad de procesos adicionales para recuperar el gas con efectividad.

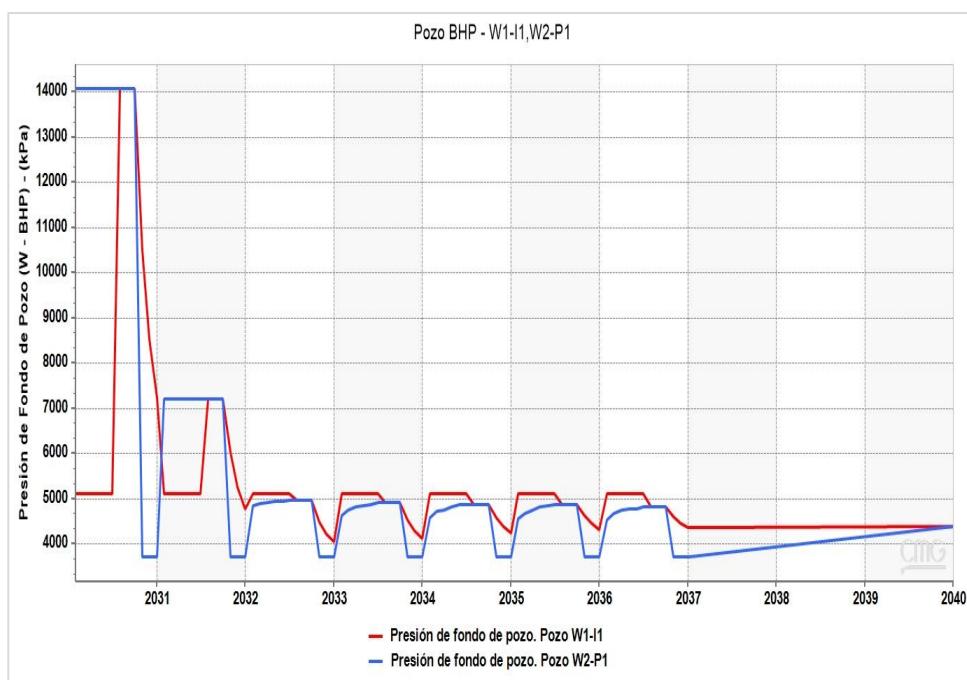


Figura 69. Presión de Fondo Fluyente en los pozos operativos (BHP).

Finalmente, al observar las gráficas comparativas entre el hidrógeno inyectado y el gas recuperado, así como el petróleo producido, el efecto arrojado no es favorecedor, poniendo de manifiesto procesos adicionales para mantener buenas tasas de producción tanto del petróleo como del hidrógeno, considerando que la inyección de este elemento tiene como finalidad su recuperación para uso posterior. Las bajas tasas de producción podrían ser atribuidas a la caída de la presión en el yacimiento, generando dificultades en la movilidad de ambos componentes, pese a la disminución de la viscosidad observada. Si bien, se evidencia la necesidad de procesos posteriores para favorecer la producción en el yacimiento, esto podría comprometer la viabilidad económica del proyecto y a su vez requiere estudios y simulaciones más complejas y análisis de sensibilidad.

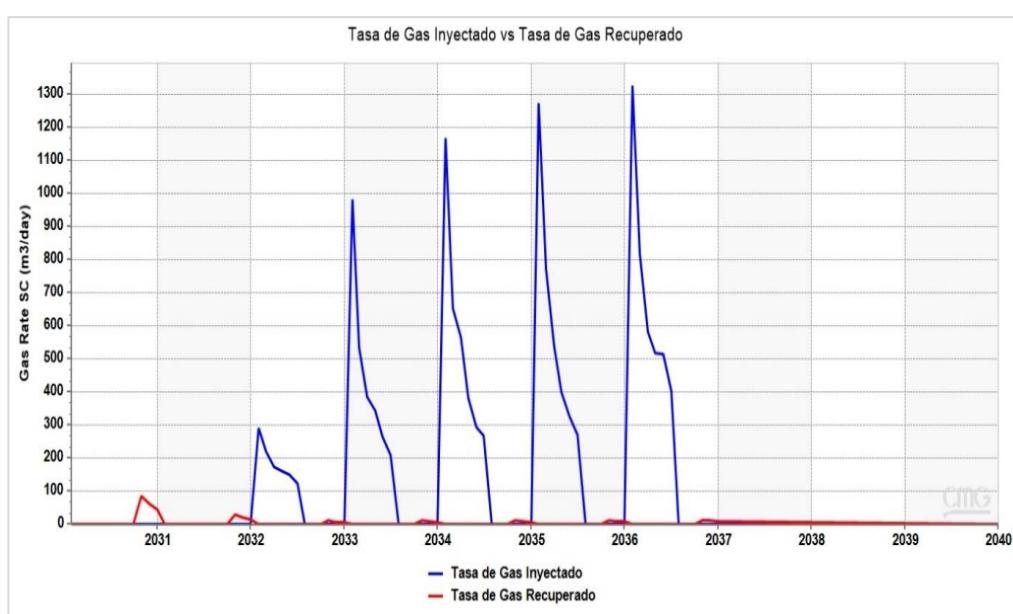


Figura 70. Tasa de gas inyectado vs tasa de gas producido.

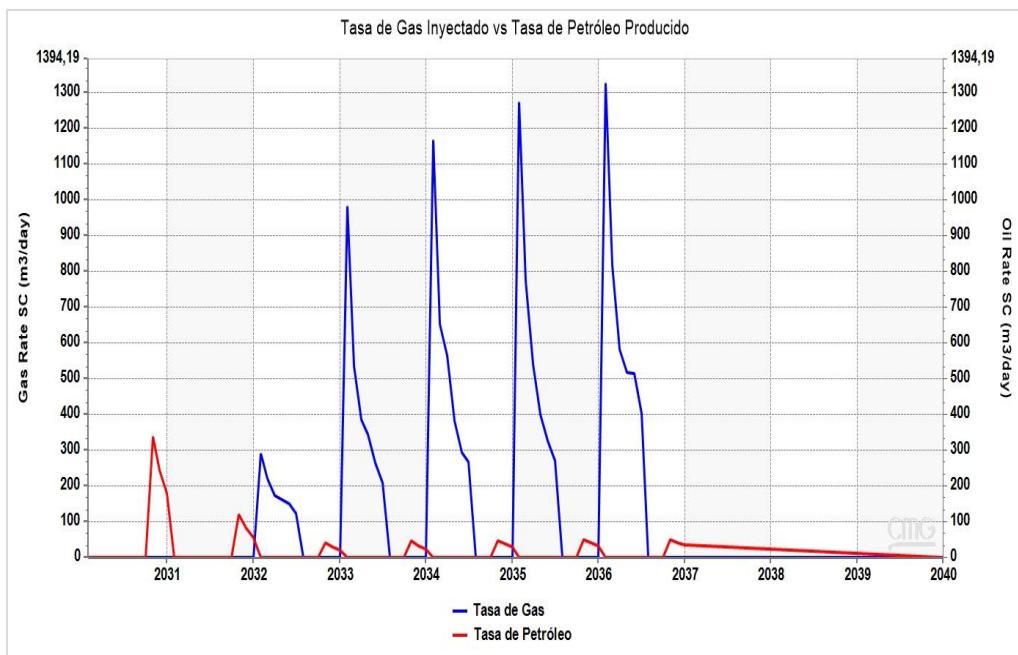


Figura 71. Tasa de gas inyectado vs tasa de petróleo producido.

5.5.8. Variables especiales evaluadas

- **HCPVIN:** Esta variable permite ver la eficiencia con la cual el gas inyectado se inserta en el yacimiento, escalada de 0 a 1, cómo es posible ver en la figura 72, a medida que el hidrógeno es inyectado aumenta el porcentaje, indicando una buena capacidad de barrido del hidrógeno al petróleo, esta grafica se corresponde con el análisis previamente realizado de las permeabilidades relativas y la cantidad de petróleo por unidad de área.

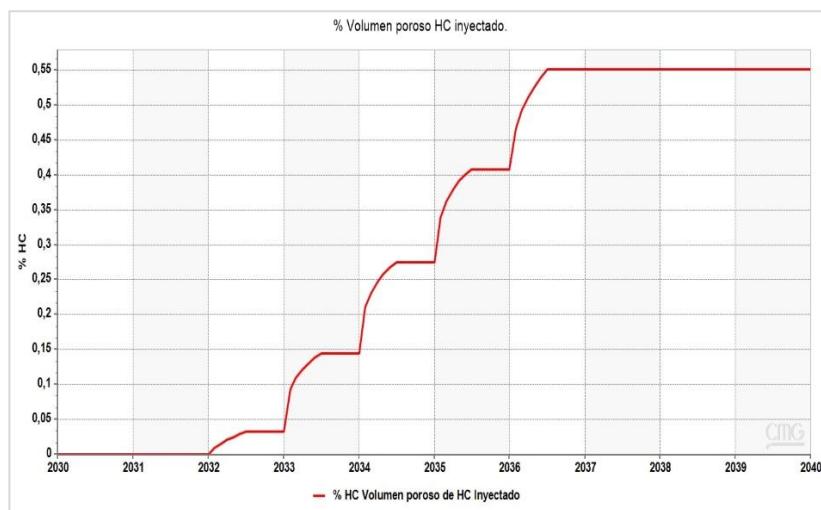


Figura 72. Porcentaje de volumen poroso ocupado por HC inyectado

- **PAVG:** A partir de esta variable es posible ver el comportamiento promedio de la presión en el yacimiento, la misma tiene sentido respecto a lo mostrado en la gráfica previa (Figura 69), donde luego de un aumento significativo de la presión producto del inicio de inyección de hidrógeno, para luego disminuir y mantenerse en presiones bajas, indicio de disolución del hidrógeno en el crudo del yacimiento, y la producción inicial de petróleo que también pudo haber contribuido a la disminución de la presión.

Este comportamiento, observado en la figura 73, pone de manifiesto la necesidad de procesos adicionales para mantener la presión del yacimiento en niveles adecuados y así favorecer la extracción de petróleo e hidrógeno. Una de las posibles soluciones puede ser la incorporación de un

gas colchón en la inyección de hidrógeno, como CO₂ o N₂, elementos que también son asociados a procesos de recuperación mejorada. De la misma manera sería necesario ajustar las tasas de inyección de hidrógeno una vez se cumple el primer ciclo de inyección-retiro.

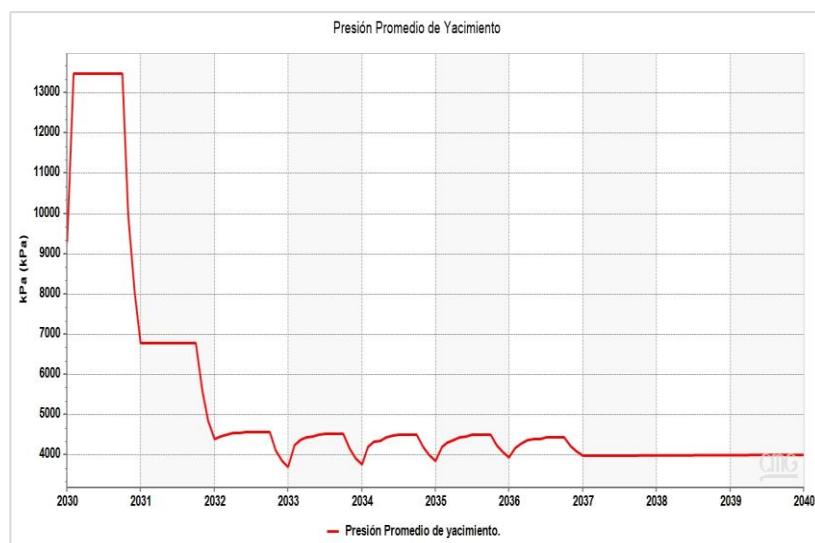


Figura 73. Presión promedio del yacimiento.

- **RECG:** Dicha variable confirma que de todo el gas que se está inyectando se recupera una porción mínima, apenas un 1,7% aproximadamente, esto refuerza los indicios de disolución del hidrógeno en el crudo y los efectos de la presión baja en la extracción del gas.

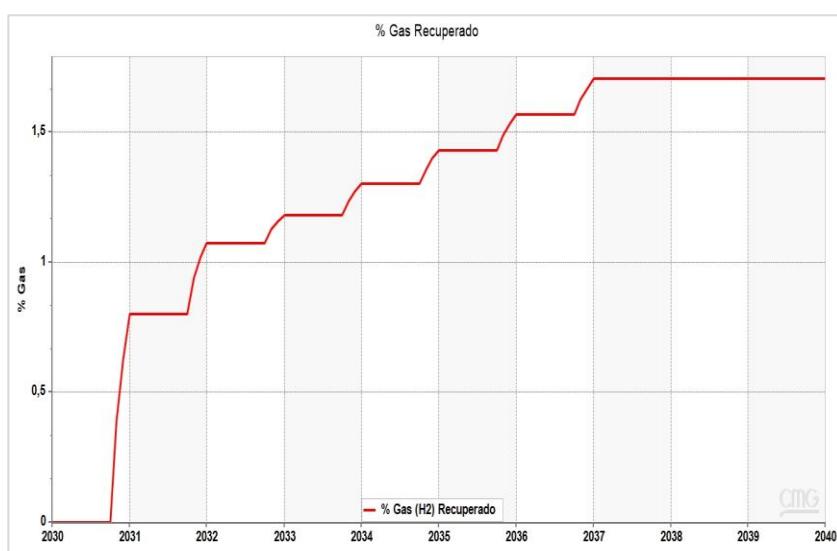


Figura 74. Porcentaje del gas (H₂) recuperado.

CONCLUSIONES

- Se estableció una metodología, a través del análisis multicriterio y uso de sistemas de información geográfica, para identificar zonas potenciales de almacenamiento geológico de hidrógeno en el país.
- La Faja Petrolífera del Orinoco, posee un potencial alto en casi toda su extensión para el estudio de almacenamiento geológico de hidrógeno.
- El Campo Cerro Negro posee trampas potenciales de fluidos, productos de la interacción de pliegues de arrastre extensivo y las fallas de la zona.
- Las principales propiedades petrofísicas y geológicas de la zona estudiada cumplen con los parámetros teóricos requeridos para el desarrollo de Almacenamiento Geológico de Hidrógeno.
- La geometría del yacimiento Morichal 29B, homoclinal, 3° de buzamiento no es el más propicio para AGH, sin embargo, no representa factor excluyente.
- La distribución vertical y areal, de las facies y propiedades contenidas en el modelo estático (porosidades, permeabilidad, saturación de agua) revelan a Morichal inferior, como la subunidad de mayor potencial dentro del Campo Cerro Negro.
- A la escala del análisis realizado no se evidencia un sello potencial entre Morichal inferior y Morichal medio, sin embargo, hay indicios y descripciones de intervalos lutíticos.
- Dado el volumen teórico calculado para el yacimiento Morichal 29B, el potencial de almacenamiento no es tan atractivo según la escala de Okoroafor *et al.* 2022
- El volumen de gas perdido por difusión en un periodo de tiempo de 3 meses es menor al 1% asumiendo un sello con valor de porosidad 0.025.
- El hidrógeno presenta buenas condiciones para desplazar el crudo del yacimiento pasado el ciclo inyección-hidrógeno del primer año.
- Se muestran indicios de disolución y reacción del hidrógeno con el crudo, disminuyendo la capacidad de recuperación del gas inyectado.

- Bajo la configuración establecida, la porosidad y permeabilidad del sello en el modelo conceptual no se observa comprometido a raíz de la inyección de hidrógeno.
- La disminución de la presión promedio del yacimiento ponen de manifiesto la necesidad de incluir en un análisis de viabilidad la inyección de gas colchón.
- La gravedad API, es un factor importante a considerar, entendiendo el crudo pesado (bajo API) como un crudo que supone importantes retos a nivel bioquímico.
- El modelo presenta incertidumbres sobre la reproducción eficaz de las condiciones de inyección y producción de gas en el yacimiento.
- Los análisis realizados indican, para el yacimiento Morichal 29B, una viabilidad moderada para el almacenamiento de hidrógeno, siendo las principales limitantes, la caracterización del sello, interacción hidrógeno-crudo e incertidumbres respecto al papel de las fallas como vías de fuga para el gas, a pesar de ello no descarta su potencial y devela la necesidad de procesos complementarios para el aumento de la viabilidad.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda emplear, en futuras investigaciones, la metodología establecida para la identificación de zonas potenciales para Almacenamiento Geológico de Hidrógeno.
- Replicar la metodología de identificación de zonas potenciales, incluyendo información de propiedades en subsuelo, tales como porosidad, permeabilidad y gravedad API para yacimientos petroleros.
- Hacer uso del mapa de zonas potenciales para almacenamiento de hidrógeno como punto de partida para futuras investigaciones.
- Integrar enfoques multidisciplinarios y ciencias afines a la geología (Geoquímica, Química, Geomecánica, etc.) para robustecer el conocimiento sobre el almacenamiento geológico de hidrógeno en campos maduros y agotados de Venezuela.
- Realizar análisis de viabilidad enfocados en la caracterización y estudio de integridad de rocas sello.
- Integrar análisis de sensibilidad en la metodología empleada para la simulación numérica y así cuantificar la influencia de distintos parámetros petrofísicos y geológicos en el Almacenamiento Geológico De Hidrógeno.
- Estudiar la integración de procesos complementarios (inyección de vapor, captura de CO₂, recuperación de crudo mejorada) junto a la inyección de hidrógeno, como procesos para aumentar la viabilidad de almacenamiento de campos de crudos pesados.
- Realizar un modelado dinámico, replicando con exactitud las condiciones del yacimiento Morichal 29B, según se encuentre la información requerida disponible, para obtener una aproximación más robusta del comportamiento del hidrógeno en dicho yacimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Allmendinger, R., Mpodozis, C., & Ramos, V. (1987). Técnicas modernas de análisis estructura. Publicaciones especiales de la Asociación Geológica Argentina. *Asociación Geológica Argentina no. 16: Serie "B" Didáctica y complementaria*, 90p.
- ARC, Solutions. (2012). Modelo Estratigráfico y Sedimentológico.
- ArcGis Resources. (s.f.). *¿Qué es ArcGIS?* Obtenido de <https://resources.arcgis.com/es/help/getting-started/articles/026n0000001400000.htm>
- Arias, C., Guevara, J., Nuñez, H., & Queipo, N. (2013). Recuperación mejorada de petróleo con almacenamiento de CO₂: preselección de yacimientos candidatos. *2do Congreso Venezolano de ciencia, tecnología e innovación*. Caracas: Universidad del Zulia.
- Arias, F. (2012). *El Proyecto de Investigación: Introducción a la Metología Científica 6ta Edición*. Caracas: Editorial Episteme. 143p.
- Bankinter Empresas. (2021). *Hidrógeno Renovable*. Adegi.
- Bouteldja, M., Acosta, T., Carlier, B., Reveillere, A., Jannel, H., & Fournier, C. (2021). *Definition of Selection Criteria for a Hydrogen Storage Site in Depleted Fields or Aquifers*. France: Hystories. 21p.
- Caballero, M. (2010). *Estudio Geológico Para El Almacenamiento De Co₂ En Yacimientos De Petroleo Y Gas, Ubicados En El Área Mayor De Anaco Y Oficina, Estado Anzoátegui*. Caracas: Trabajo Especial de Grado. UCV. 157p.
- Cáceres, A. (2015). *Modelamiento Geológico: Pasado, Presente y Futuro*. Geoinnova Consultores Ltda.
- Capellani, C. (2021). *Hydrogen Underground Storage: Status of Technology and Perspectives*. Obtenido de Hydrogen Portal: <https://hydrogen-portal.com/>

portal.com/hydrogen-underground-storage-status-of-technology-and-perspectives/

CMG. (s.f.). *Computer Modelling Group Ltd.* Obtenido de
<https://www.cmgl.ca/software>

Contreras, W., Cloquell, V., Cloquell, V., Owen, M., Rondón, M., & Monterde, R. (2010). Propuesta De Un Proyecto De Metodología Marco Para Clasificar Los Parques Nacionales De Venezuela, A Partir De Indicadores Multifactoriales Y Diseño De Una Hoja De Ruta. *EcoDiseño y Sostenibilidad*, 51-68p.

Energy Transitions Commission. (2021). *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy*. 91p.

Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Huila: Universidad Surcolombiana.

ESRI. (2002). ¿Qué es ArcGis? *SIG de Esri*, 50p.

Ganesh, P., Collie, A., & James, D. (2023). *Underground Hydrogen Storage (UHS) in Depleted Reservoirs - Final Report*. Columbus: Batelle. 29 - 37p.

González de Juana, C., Iturrealde, J., & Picard, X. (1980). *Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas*. Caracas: Ediciones Foninves.

Guevara, J., & Queipo, N. (2013). Co-optimización de recuperación mejorada de petróleo con almacenamiento de CO₂. Caracas: Universidad del Zulia.

Hedberg, H., & Pyre, A. (1944). *Stratigraphy of northeastern Anzoátegui, Venezuela*. American Association Petroleum Geologist.

Heinemann, N., Alcalde, J., Miocic, J., Hangx, S., Kallmeyer, J., & Ostertag-Henning, C. (2021). *Enabling large-scale hydrogen storage in porous media - the scientific challenges*. The Royal Society of Chemistry. 12p.

- Henkel, S., Pudlo, D., Werner, L., Enzmann, F., & Reitenbach, V. (2014). Mineral reactions in the geological underground induced by H₂ and CO₂ injections. *Energy Procedia*, 1-10p.
- Iqbal, G., & Satter, A. (2016). *Reservoir Engineering*. Elsevier.
- Katz, D. (1968). *Underground Storage of fluids*. Ann Arbor, Michigan: Malloy Lithographing, Inc.
- Key, C. (1977). La Formación Oficina En El Campo Jobo. . *V Congreso Geológico Venezolano, Memorias, Tomo IV*, 1 - 26p.
- Linares, J., & Moratilla, B. (2007). *El hidrógeno y la energía*. Madrid: Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI.
- Llera, E., & Zabalza, I. (2011). *Hidrógeno: Producción, Almacenamiento y usos energéticos*. Zaragoza, España: Prensas Universitarias de Zaragoza. 139p.
- Martinez del Olmo, W. (2021). Almacenamiento de hidrógeno en España. *Revista de la Sociedad Geológica de España*, 53-59p.
- MINEC. (2022). *Ministerio del Poder Popular para Ecosocialismo*. Obtenido de <http://sigta.minec.gob.ve/sigta/abrae.php>
- Mohammed, M. (2022). *Integrated Modeling of Underground Hydrogen Storage - Viking A Field, the North Sea*. Austria: Master Thesis. Montanuniversitat Leoben. 71p.
- Morales, K. (2012). *Optimización De La Productividad De Los Pozos Horizontales De Las Macollas 2, 3 Y 4 Perforados En El Yacimiento Morichal Del Campo Cerro Negro I*. Caracas: Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. 187p.
- Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*. Madrid: Fundación Naturgy. 276p.

Moscardelli, L. (2000). *Análisis Sismoestratigráfico de un Intervalo Mio-Pleistoceno, Norte de Monagas, Venezuela Oriental*. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.

Moyano, G. (2018). *Ingeniería básica de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en cavernas salinas para el almacenamiento de energía en el sector eléctrico*. Sevilla: Dpto. de Ingeniería Química y Ambiental Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla .54p.

Muhammed, N. S., Haq, N. S., Al Shehri, D. A., Amir, A.-A., Mohammad, M. R., Ehsan, Z., & Stefan, I. (2023). *Hydrogen storage in depleted gas reservoirs: A comprehensive review*. FUEL. 32p.

Naciones Unidas | Acción por el Clima. (s.f.). *Energías renovables: energías para un futuro más seguro*. Obtenido de
<https://www.un.org/es/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>

Okoroafor, E., Saltzer, S., & Kovscek, A. (2022). Toward underground hydrogen storage in porous media: Reservoir engineering insights. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33781 - 33802p.

Pens, M. (2009). *Estudio de factibilidad para almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos agotados ubicados en el campo Santa Rosa, Municipio Anaco, Estado Anzoátegui*. Caracas: Magister, Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. 229p.

Petroleos de Venezuela. (2023). *EXPLORACIÓN*. Obtenido de
http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=8827&Itemid=1196&lang=es

Petroleos de Venezuela S.A. (2023). *Exploración PDVSA*. Obtenido de
http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=8827&Itemid=1196&lang=es

- Phinyocheep, P. (2014). Chemical modification of natural rubber (NR) for improved performance. *Chemistry, Manufacture and Applications of Natural Rubber*. 68 -118p.
- Prado, M., Luna, K., & Laya, M. (Abril de 2018). Propuesta De Un Método De Recuperación Mejorada, Vía Inyección Dual De Fluidos Para El Yacimiento Morichal 29_B De La Fpo. Los Teques: Trabajo de Grado, Universidad Venezolana de Hidrocarburos. 212p.
- Prigmore, S., Okon- Akan, O., Egharevba, I., Ogbaba, C., Okoye, P., Epelle, E., & Okolie, J. (2024). Cushion Gas Consideration for Underground Hydrogen Storage. *Encyclopedia*. 17p.
- Procadet. (2011). *Evaluación de los yacimientos del Miembro Morichal y el Miembro Yabo, Formación Oficina (Área Carabobo, Bloque Petromonagas)*.
- Pudlo, D., Ganzer, L., Henkel, S., Liebscher, A., Kuhn, M., De Lucia, M., Pilz, P. (2013). *Hydrogen underground storage in siliciclastic reservoirs - intention and topics of the H2TORE project*. Jena, Alemania: Friedrich Schiller University.
- Quintos, J., & Santos, D. (2023). Technical and Economic Viability of Underground Hydrogen Storage. *hydrogen MDPI*, 975 - 1000p.
- Rojas, J. C., & Yusta, J. (2015). Producción, Reservas y Sostenibilidad de la Energía en Venezuela. *Lampsakos*, 52-60p.
- Salazar, L., Gonzalez, J., Rodriguez, I., PETROMONAGAS, P., & LTD, P. R. (2016). Structural Analysis of the Petromonagas Field (former Cerro Negro) and its implications for the development of reservoir of extra-heavy crude in the Orinoco Oil Belt. . *WHOC* 16-810p.
- Santos, A., & Frontado, L. (1987). Reservoir Geology of the Cerro Negro Stream injection area, Orinoco Oil Belt, Venezuela. *Scientific Press, Journal of Petroleum Geology* 10, 177-194p.

- Schlische, R. (1995). Geometry and Origin of Fault-Related Folds in Extensional Settings. *AAPG Bulletin*, v.79. Nro. 11, 1661 - 1678p.
- SERVIGEOMIN. (1997). *Léxico Estratigráfico de Venezuela. Tomo I y II*. Caracas: M.J.editores. c.a.
- SLB. (s.f.). *Slb / Energy Glossary*. Obtenido de
https://glossary.slb.com/es/terms/a/api_gravity
- Star, J., & Estes, J. (1990). *Geographic Information Systems: An Introduction*. Prentice-Hall.
- Teixeira, J. M. (2016). *Modelo Estructural Y Estratigráfico De Un Área Al Centro-Este Del Campo Carabobo, Faja Petrolifera Del Orinoco, Venezuela*. Caracas: Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.
- Tenthorey, E., Moh Hsiao, W., Puspitasari, R., Giddins, M., John, Z., Dandekar, R., Feitz, A. (2024). Geomechanics of hydrogen storage in a depleted gas field. *International Journal of Hydrogen Energy*, 639 - 649p.
- Turner, J. (1999). *Hydrogen Production Pathways*. Science.
- WEC. (1997). Evaluación de Pozos. *Schlumberger*.
- Zeng, L., Sarmadivaleh, M., Saeedi, A., Chen, Y., Zhong, Z., & Xie, Q. (2022). *Storage Integrity during Underground Hydrogen Storage in Depleted Gas Reservoirs*. Curtin, Australia: Curtin University. 62p.