

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO GEOLÓGICO PARA EL ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS, UBICADOS EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO Y OFICINA, ESTADO ANZOÁTEGUI

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la T.S.U. Caballero N. Milanye B.
para optar al Título de Ingeniero Geólogo.

Caracas, Noviembre 2010

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO GEOLÓGICO PARA EL ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS, UBICADOS EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO Y OFICINA, ESTADO ANZOÁTEGUI

Tutor Académico: Prof. Rafael Falcón.

Tutor Industrial: Lic. Frank Cabrera.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la T.S.U. Caballero N. Milanye B.
para optar al Título de Ingeniero Geólogo.

Caracas, Noviembre 2010

Caracas, Noviembre 2010

APROBACIÓN DEL JURADO

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Facultad de Ingeniería, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la T.S.U. Caballero N. Milanye B., titulado:

ESTUDIO GEOLÓGICO PARA EL ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS, UBICADOS EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO Y OFICINA, ESTADO ANZOÁTEGUI

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

En Caracas, a los 15 días del mes de Noviembre de 2010.

Prof. Orlando Méndez

Jurado

Prof. Mauricio Hernández

Jurado

Prof. Rafael Falcón

Tutor Académico

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a los seres que más amo en este mundo.

*A **Dios**, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.*

*A mis Padres, **Pascual Caballero y Beatriz de Caballero**, por ser la fuente de mi inspiración y motivación para superarme cada día más, por su comprensión y ayuda en todo momento. Me han enseñado a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia y mi empeño, y todo ello con una gran dosis de amor.*

*A mis Hermanos, **Mildred, Roger y Mileydi**, por estar siempre conmigo y apoyándome cuando más los he necesitado, motivándome para superarme cada día más y así poder luchar para que la vida nos depare un futuro mejor, nunca perdieron la confianza en mí.*

*A mis Sobrinos Bellos, **Rogersy, Axel y Rogercito**, por alegrarme la vida, espero que mi logro les sirva de fuente de inspiración para que cumplan sus sueños y metas, y que nunca olviden que el que persevera alcanza.*

AGRADECIMIENTOS

A mi Casa de Estudio, **la Ilustre Universidad Central de Venezuela**, por darme las bases y los conocimientos esenciales, para ser una profesional de éxito.

A **PDVSA-Intevep**, por darme la oportunidad de realizar este Trabajo Especial de Grado y brindarme todo su apoyo.

A la que siento como una segunda madre, **Señora Cecilia**, gracias por abrirme las puertas de su casa y de su corazón, por apoyarme y por sus sabios consejos durante todo este tiempo, me hizo sentir en casa.

A mi Tutor Industrial, **Frank Cabrera**, por confiar en mí, e impartirme sus valiosos conocimientos y asesoramiento durante la realización de este Trabajo Especial de Grado.

A mi Tutor y Cotutor Académico, **Rafael Falcón y Mauricio Hernández**, por toda su confianza, ayuda, apoyo, paciencia e importantes conocimientos.

A mi Profesor, **Francisco Manzano**, por la calidez de sus palabras y por los innumerables y valiosos consejos.

A **Zureisy Marín, Enrique Toribio y Wilmer Lozada**, por su gran apoyo y ayuda desinteresada.

A mis Amigas, Compañeras y Hermanas, **María Luisa Prato, Lourdes Cáceres, Yasdey Mora y Fanger Méndez**, por acompañarme a lo largo de esta meta, juntas comenzamos este sueño, y lo estamos logrando brujas. Mi triunfo es su triunfo.

A mis Amigos del Alma, **Alejandro, Mariela, Yessenia, Juan Pablo, Marlys, Rubén, Ali, Verónica y Zolmen**, por su gran apoyo, siempre estuvieron conmigo en las buenas y en las malas llenándome con sus palabras de aliento.

A mis Amigas y Compañeras de Oficina, **Getty** gracias por tu apoyo incondicional, y **Cindy** mil gracias por toda tu ayuda y apoyo, que hubiese hecho sin ti amiga.

A **Richard Tucker**, no te imaginas la gran ayuda que me diste, eres de gran admiración para mí, y una fuente de inspiración, siempre te agradeceré todos tus consejos y bellas palabras, te llevo y te llevaré por siempre en mi corazón, eres una persona muy especial para mí.

A **Ángel Gonzales**, amigo gracias a ti por llevarme a conocer la UCV, si no hubiese sido por ti, ahorita no estuviera culminando mi meta.

Estas líneas van dedicadas a ti y a mí porque ambos somos parte de ese infinito que sólo Dios sabe juntar. Sencillamente hay personas que llegan a nuestras vidas como ángeles protectores y tú te convertiste en mi ángel predilecto. Gracias por enseñarme que en medio de todo este desorden hay un orden, en que se debe creer, en que se debe luchar y que en una mirada puede concentrarse toda la pureza y la belleza del universo. Nunca dejaré de agradecer a la vida por ponerte en mi camino, definitivamente ahora más que nunca sé que esto debía pasar. Te Amo **José Arcila**.

Estas líneas van dirigidas a todo aquel que sueña y que persevera anónimamente por cumplir sus anhelos, a todos aquellos que son capaces de ver la luz en un mundo lleno de oscuridad.

Y también va dedicado a todos ustedes que con cada letra de su nombre llenan y llenaron mi vida de experiencias inolvidables, gracias por el apoyo incondicional, por creer, por idear, por practicar, por entender.... gracias.

Es así, como ese árbol perdido en la lejanía de aquel inexplicable lugar, guarda el secreto de un inicio...

Y finalmente se hizo la luz...

Caballero N. Milanye B.

**ESTUDIO GEOLÓGICO PARA EL ALMACENAMIENTO DE
CO₂ EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS, UBICADOS EN
EL ÁREA MAYOR DE ANACO Y OFICINA, ESTADO
ANZOÁTEGUI**

Tutor Académico: Ing. Rafael Falcón. Tutor Industrial: Lic. Frank Cabrera. Tesis.
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica.
2010, 157 p.

Palabras Claves: almacenamiento geológico de CO₂, yacimientos agotados, campo Santa Rosa, campo Zapatos-Mata R.

Resumen. La temperatura de la superficie de la tierra ha aumentado considerablemente en los últimos 30 años como resultado de un incremento excesivo en los niveles de gases de efecto invernadero. La industria petrolera por su parte, es uno de los contribuyentes en el aumento de la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera debido a sus innumerables procesos de combustión (CO₂ de origen antropogénico). Sin embargo, el CO₂ puede ser de origen natural y en este caso el presente trabajo se enfoca al CO₂ que es removido del gas natural durante su proceso de acondicionamiento. En este sentido, debido que Venezuela modificó recientemente sus especificaciones de calidad del gas que se envía al mercado interno, para el año 2013, el contenido de CO₂ en el gas natural disminuirá de 8,5% a 2,5% molar. Debido a que PDVSA Gas tiene previsto aumentar casi el doble de su volumen operacional de manejo de gas en el Distrito Anaco, existirá en el futuro próximo una mayor necesidad de remoción de CO₂ aguas abajo de su fase de producción, por lo tanto la captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CAC), se plantea como una opción tecnológica para mitigar las emisiones de este gas hacia la atmósfera. En el presente Trabajo Especial de Grado, se aborda la problemática planteada bajo dos ópticas de estudio. La primera, inyectando CO₂ en un medio poroso, sin representar esto ningún beneficio económico, y la segunda empleando este gas con fines de Recuperación Mejorada del Petróleo (EOR, por sus siglas en inglés). En tal sentido, se evaluó la capacidad e integridad para el almacenamiento del CO₂ en los yacimientos A del campo Santa Rosa (Área Mayor de Anaco) y el yacimiento B del campo Zapatos-Mata R (Área Mayor de Oficina), los cuales fueron seleccionados tomando en consideración los siguientes aspectos: distancia entre las plantas de procesamiento de gas y los yacimientos, profundidad del yacimiento, roca almacén y roca sello, posibilidad de recuperación de reservas de gas condensado al igual que de petróleo liviano o condensado, espesor/ área del yacimiento, porosidad y permeabilidad. Se

realizaron mapas isópacos-estructurales (método A), mapas de porosidad y permeabilidad a través del software ArcGIS, con la finalidad de obtener los espesores de las arenas, áreas y calidad de los yacimientos, por otra parte, se elaboraron registros petrofísicos (método B), empleando la herramienta informática Interactive Petrophysics (IP) de Schulmberger, de los que se obtuvieron valores de porosidad, permeabilidad, saturación del agua, volumen de arcilla y arena neta. Se emplearon dos métodos (A y B) para la determinación de la capacidad de almacenamiento del CO₂, donde se deduce que el yacimiento A presenta mayor capacidad (método A 38,5x10³ Ton y método B 4,83x10⁶ Ton) para almacenar CO₂ en el subsuelo, en comparación con el yacimiento B (método A 6,22x10³ y método B 1,84x10⁶Ton), por otra parte, se infiere que el método B podría ser el más óptimo para la aplicación de esta tecnología, debido a la precisión e idoneidad técnica de sus aplicaciones. Una vez obtenida la capacidad de almacenamiento del CO₂ se determinó el tiempo de inyección necesario para disponer de este gas, obteniendo como resultado que estos se llenaran más rápido cuando se inyecte el CO₂ proveniente de la planta San Joaquín (23 años para el yacimiento A y 9 años para el yacimiento B) y viceversa, para el caso del CO₂ proveniente de la planta Soto (182 para A y 70 años para B).

INDICE GENERAL

	Páginas
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
1 CAPITULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Objetivos	4
1.2.1 General	4
1.2.2 Específicos	4
1.3 Justificación	4
1.4 Zona de estudio	5
2 CAPITULO II. MARCO TEÓRICO	8
2.1 Cambio Climático	8
2.1.1 Efecto Invernadero	9
2.2 Dióxido de Carbono	10
2.2.1 Fuentes de producción de CO ₂ en la industria petrolera	12
2.3 Captura y Almacenamiento de CO ₂	12
2.3.1 Almacenamiento de CO ₂	14
2.3.2 Almacenamiento de CO ₂ en yacimientos agotados	15
2.3.3 Mecanismos de entrapamiento	18
2.3.4 Condiciones para el almacenamiento geológico de CO ₂	21
2.3.5 Características del yacimiento	25
2.3.6 Geometría del yacimiento	28
2.3.7 Registros de pozos	31
2.4 Antecedentes	35
2.5 Geología Regional	40

2.6 Geología Local	49
3 CAPITULO III. MARCO METODOLÓGICO	58
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	58
3.1.1 Diseño de la investigación	58
3.1.2 Unidad de análisis	59
3.1.3 Técnica de recolección de dato	59
3.2 Procedimientos de la investigación	65
3.2.1 Revisión bibliográfica	65
3.2.2 Metodología de selección de yacimientos	66
3.2.3 Evaluación de las arenas netas de los yacimientos	67
3.2.4 Cálculo del área total	68
3.2.5 Estimación de la capacidad de almacenamiento de CO ₂	70
4. CAPITULO IV. RESULTADOS Y DISCUSION	74
4.1 ACCESIBILIDAD Y DESCRIPCION DEL ÁREA DE ESTUDIO	74
4.2 SELECCIÓN DE YACIMIENTOS CANDIDATOS	75
4.2.1 Campo Santa Rosa: Yacimiento A	76
4.2.2 Campo Zapatos-Mata R: Yacimiento B	78
4.3 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	80
4.3.1 Método A: Evaluación de los mapas isópacos-estructurales	82
4.3.2 Método B: Interpretación de los registros de pozos	86
4.3.3 Tiempo de inyección de CO ₂	99
4.4 INTEGRIDAD DEL YACIMIENTO	101
4.5 COMPARACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS	102
4.6 EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE LOS YACIMIENTOS	105
4.7 COMPARACIÓN CUALITATIVA Y CUANTITATIVA ENTRE PROYECTOS DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO A NIVEL MUNDIAL Y VENEZUELA	110
5. CAPITULO V. SUMARIO, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111
5.1 CONCLUSIONES	111
5.2 RECOMENDACIONES	114

6 CAPÍTULO VI. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICA	116
7 CAPITULO VII. APENDICES Y ANEXOS	123

INDICE DE TABLAS

	Páginas
Tabla 2.1. Comparación de las opciones de almacenamiento geológico de CO ₂	14
Tabla 3.1 Parámetros petrofísicos para la selección de pozos	67
Tabla 4.1 Aspectos técnicos del Campo Zapatos-Mata R	78
Tabla 4.2 Área estimada de los yacimientos A y B	84
Tabla 4.3 Volumen estimado de los yacimientos A y B	84
Tabla 4.4 Capacidad estimada de almacenamiento de CO ₂ de los yacimientos	85
Tabla 4.5 Pozos Seleccionados de los yacimientos A y B	87
Tabla 4.6 Evaluación Petrofísica del Pozo 69	90
Tabla 4.7 Evaluación petrofísica del pozo 13	92
Tabla 4.8 Evaluación Petrofísica del Pozo 17	94
Tabla 4.9 Evaluación petrofísica del pozo 48	96
Tabla 4.10 Volumen estimado de los yacimientos A y B	97
Tabla 4.11 Capacidad de almacenamiento estimada de los yacimientos A y B	98
Tabla 4.12 Tiempo estimado de inyección de CO ₂	100
Tabla 4.13. Comparación general entre los yacimientos A y B	103

ÍNDICE DE FIGURAS

	Páginas
Figura 1.1 Ubicación de los Campos Santa Rosa, Zapatos y Mata R	6
Figura 2.1 Variaciones de la temperatura en la superficie terrestre	8
Figura 2.2.Efecto invernadero, demostrando como los gases se devuelven a la atmósfera.	9
Figura 2.3 Evolución de la temperatura y la concentración de CO ₂	11
Figura 2.4 Clasificación del origen de producción de CO ₂	12
Figura 2.5 Opciones de almacenamiento geológico del CO ₂	13
Figura 2.6 Opciones tecnológicas de almacenamiento geológico de CO ₂ en yacimientos de hidrocarburos	15
Figura 2.7 Proceso de inyección de CO ₂ con fines de Recuperación Mejorada de Hidrocarburo	16
Figura 2.8 Interacciones entre el CO ₂ inyectado y el reservorio	17
Figura 2.9 Clasificación geológica de los yacimientos	19
Figura 2.10 Entrampamiento residual de CO ₂	20
Figura 2.11 Diagrama de fases del CO ₂ donde se presenta el estado supercrítico del mismo	22
Figura 2.12 Densidad del CO ₂ con respecto a la profundidad	23
Figura 2.13 Sección fina de una arenisca porosa (porosidad en color azul)	24
Figura 2.14 Mapa isópaco, la variedad de colores representa los espesores de las arenas	30
Figura 2.15 Mapa estructural donde se demuestra la forma estructural que presenta el yacimiento	31
Figura 2.16 Curva Rayos Gamma (GR)	32
Figura 2.17 Curva de Potencial Espontáneo donde se determinan las capas permeables así como también la resistividad del agua	33

Figura 2.18 Ubicación geográfica de proyectos de inyección de CO ₂	35
Figura 2.19 Cuenca Petrolífera de Oriente	40
Figura 2.20 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela	45
Figura 2.21 Estilo Estructural regional del flanco norte de la Subcuenca de Maturín	46
Figura 2.22 Unidades Tectono-Estratigráficas en el flanco norte de la subcuenca de Maturín	47
Figura 2.23 Sección Norte –Sur. Área Mayor Anaco y Área Mayor Oficina	50
Figura 2.24 Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco	52
Figura 2.25 Columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina	54
Figura 3.1 Diagrama de flujo con los pasos a utilizar para la realización de un proyecto de almacenamiento geológico de CO ₂	64
Figura 3.2 Esquema Metodológico para la elaboración de registros petrofísicos a través del Programa IP	68
Figura 3.3. Imagen representativa de mapas isopacos-estructurales generados por el software ArcGIS	69
Figura 3.4 Diagrama de los parámetros que se consideran en el almacenamiento de CO ₂	70
Figura 3.5 Parámetros a considerar para el almacenamiento geológico de CO ₂	73
Figura 4.1. Ubicación geográfica de las plantas de acondicionamiento Soto y San Joaquín y de los Campos Santa Rosa y Zapatos-Mata R	75
Figura 4.2 Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco y el mapa isópaco-estructural del yacimiento A	77
Figura 4.3 Columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina y mapa isópaco-estructural del yacimiento B	79
Figura 4.4 Representación de la capacidad de almacenamiento de CO ₂ en un yacimiento	80
Figura 4.5. Diagrama de flujo para el cálculo de la capacidad de almacenamiento de CO ₂	81
Figura 4.6 Poblacion total de pozos en los Campos Santa Rosa y Zapatos-Mata R	86
Figura 4.7 Registro petrofísico del pozo 69	89

Figura 4.8 Registro petrofísico del pozo 13	91
Figura 4.9 Registro petrofísico del pozo 17	93
Figura 4.10 Registro Petrofísico del Pozo 48	95
Figura 4.11 Resultados obtenidos para la capacidad de almacenamiento de CO ₂	98
Fig. 4.12 Mapa de Facies, donde se observa los ambientes depositacionales del campo Zapatos-Mata R, yacimiento B	112

INTRODUCCIÓN

El panel intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), asegura que la temperatura de la superficie de la Tierra ha aumentado en promedio 0,6°C en los últimos 30 años, esto es debido al incremento de la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero tales como dióxido de carbono (CO₂).

Los niveles de CO₂ emitidos en la atmósfera provienen de diversas actividades, sin embargo la industria petrolera es una de las principales responsables del aumento en la concentración de este gas, generado en los innumerables procesos de combustión, produciendo daños irreparables al medio ambiente y causando lo que hoy en día llamamos calentamiento global de la Tierra. Dicho gas tiene un potencial relativamente pequeño comparado con otros gases de efecto invernadero (metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), ozono (O₃), clorofluorocarbonos (HFC), entre otros), sin embargo, el volumen absoluto emitido a la atmósfera como subproducto de la quema de combustibles fósiles lo convierte en el mayor contribuidor (Sánchez *et.al.*, 2005).

Ante ello la comunidad científica internacional ha alertado que si el desarrollo mundial, el crecimiento demográfico y el consumo energético basado en los combustibles fósiles, siguen aumentando al ritmo actual, antes del año 2050 las concentraciones de dióxido de carbono se habrán duplicado con respecto a las que había a mediados del siglo XVIII y principios del siglo XIX durante la Revolución Industrial (IPCC, 2009).

Así mismo, la eficiencia energética y las energías renovables son a largo plazo las soluciones más sostenibles, tanto para la seguridad de abastecimiento como para la protección del clima, pero no podremos reducir las emisiones de CO₂ en un 50 % de aquí a 2050 sin recurrir igualmente a otras opciones entre las que se encuentra la captura y el almacenamiento de dióxido de carbono (CAC, por sus siglas en inglés).

La captura y el almacenamiento de CO₂, se define como el proceso integrado de separación de gas en las plantas industriales, su transporte a lugares de almacenamiento y su inyección en formaciones geológicas. Cuando el CO₂ ha sido almacenado, se inyecta en el espacio poroso de rocas situadas en el subsuelo de la tierra a profundidades superiores a los 800 m y en estado supercrítico, al igual que se observan protocolos operativos cuidadosamente diseñados para que las operaciones sean seguras, una vez el CO₂ se almacene en el suelo se espera que permanezca allí durante un periodo indefinido de tiempo geológico.

Actualmente, existen tres tipos de formaciones geológicas que son objeto de una amplia consideración para el almacenamiento geológico de CO₂, entre los cuales se encuentran: yacimientos maduros (agotados) de crudo y gas, formaciones salinas profundas y capas de carbón, por otra parte se utiliza el almacenamiento de CO₂ para procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (EOR, por sus siglas en ingles) siendo esta última, económicamente rentable.

La empresa PDVSA INTEVEP se ha propuesto a contribuir en la mitigación del impacto ambiental que genera el CO₂ a la Tierra y acogiéndose a las normativas establecidas por el protocolo de Kioto, se encuentra en un proceso de implementación de secuestro de dicho gas en yacimientos agotados de petróleo, ubicados en el campo Santa Rosa en el Área Mayor de Anaco y en el campo Zapatos-Mata R situado en el Área Mayor de Oficina, estado Anzoátegui, dichos campos se encuentran próximos a las futuras plantas de extracción profunda Soto (Soto I y Soto II) y de la planta de procesamiento de etano San Joaquín.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, el presente trabajo de investigación tiene como base principal realizar un estudio geológico para el almacenamiento de CO₂, estableciendo una metodología de jerarquización de los yacimientos a estudiar, al igual que evaluar las características más resaltantes y necesarias de las arenas presentes en la zona de estudio.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En las últimas décadas, el incremento en la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero, tales como el dióxido de carbono (CO₂), generado principalmente por actividades antropogénicas, ha ocasionado el aumento desmedido de la temperatura promedio de la superficie de la Tierra, dando paso a lo que hoy en día se conoce como Calentamiento Global.

Dada esta problemática, se crearon a nivel mundial normativas ambientales que buscan reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera, y Venezuela no es la excepción. El Ente Nacional de Gas (ENAGAS), promoviendo el uso eficiente y la aplicación de las mejores prácticas en la industria del gas, estableció que para el año 2013, el gas natural que se incorpore a los sistemas de transporte, deberá tener una concentración máxima de 2,0% molar de CO₂.

Esta reducción representa una cantidad importante de CO₂, es decir, de aproximadamente 8,5% a 2,0%, que no podrá ser emitido a la atmósfera. Aunado a esto, PDVSA Gas tiene previsto duplicar su volumen operacional de manejo gas con la incorporación de las futuras plantas de extracción profunda Soto (Soto I y Soto II) y de la planta de procesamiento etano San Joaquín (Este de Venezuela), aumentando el doble para el año 2016.

Para dar cumplimiento a la normativa expuesta, las instalaciones de producción, procesamiento y tratamiento del gas natural, tendrán que implementar alternativas que permitan reducir las emisiones de CO₂. En este sentido el almacenamiento geológico de CO₂ se vislumbra como una opción tecnológica para evitar que este CO₂ removido sea liberado hacia la atmósfera.

Sin embargo, el almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos petroleros es aún una tecnología joven que no se encuentra plenamente desarrollada y sobre la cual existen muchos supuestos, especialmente por la complejidad que supone la selección de los yacimientos óptimos para el secuestro de CO₂.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Realizar un estudio geológico para el almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo y gas, ubicados en los campos Santa Rosa y Zapatos-Mata R, estado Anzoátegui.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar un estudio bibliográfico de los aspectos técnicos a considerar en un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂.
- Establecer una metodología de jerarquización de yacimientos candidatos para el almacenamiento subterráneo de CO₂.
- Evaluar los espesores de las arenas netas seleccionadas por medio de registros de pozos.
- Calcular con la ayuda de la herramienta informática ArcGIS, el volumen de las arenas seleccionadas para el almacenamiento geológico del CO₂.
- Estimar la capacidad de los yacimientos seleccionados para el almacenamiento geológico de CO₂.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La mayoría de los escenarios relativos al consumo energético mundial, pronostican un aumento sustancial en las emisiones de CO₂, de no tomarse medidas específicas para mitigar el cambio climático. También prevén que el abastecimiento de energía

primaria seguirá siendo dominado por los combustibles fósiles, por lo menos hasta mediados de este siglo. Por tanto, opciones tecnológicas tales como la captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CAC) podrían, en combinación con otras tecnologías, desempeñar un papel importante en la lucha contra el cambio climático.

Por su parte, Venezuela se ubica como uno de los principales países productores de petróleo a nivel mundial, esto le da una ventaja importante respecto a la disponibilidad de yacimientos de hidrocarburos para el secuestro del CO₂ proveniente de las plantas de acondicionamiento de gas natural. Además su adhesión en el 2005 al Protocolo de Kioto, lo comprometen a implementar alternativas para el control de las emanaciones de gases de efecto invernadero.

Recientes investigaciones realizadas por el Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo (PDVSA INTEVEP), han iniciado el acercamiento hacia el posible uso de esta opción tecnológica, bien sea para fines de recuperación mejorada de petróleo (EOR por sus siglas en inglés) ó en última instancia solo para su disposición en el subsuelo.

Por esta razón la presente investigación consistirá en estudiar los aspectos que se deben tener en cuenta para la implementación de un programa de Almacenamiento Subterráneo de CO₂, generado en las plantas de procesamiento de gas: Extracción Profunda Soto (módulos Soto I y Soto II) y Planta Recuperación de Etano San Joaquín y almacenándolo en los campos Santa Rosa y Zapatos-Mata R, ubicados al suroeste del estado Anzoátegui (Figura 1.1).

1.4 ZONA DE ESTUDIO

El área de estudio corresponde a los campos Santa Rosa y Zapatos-Mata R, ubicados en el estado Anzoátegui, aproximadamente a diez kilómetros al noreste de la población de Anaco, entre las coordenadas geográficas 64°30' y 64°18' de longitud oeste y 9°34' y 9°25' de latitud norte. Desde el punto de vista geológico los Campos Santa Rosa y Zapatos-Mata R, se localizan en la Cuenca Oriental de Venezuela,

Subcuenca de Maturín, al norte y sur del Corrimiento de Anaco, respectivamente (Figura 1.1).



Figura 1.1 Ubicación de los Campos Santa Rosa, Zapatos y Mata R.
Fuente: Informe técnico PDVSA – INTEVEP (1997)

El Área Mayor de Anaco (AMA) está situado en el bloque levantado al norte del Corrimiento de Anaco, a lo largo del cual se observa la presencia de una serie de domos donde están ubicados los campos de hidrocarburos de Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco, El Roble, San Roque y Santa Rosa. Por su parte, Santa Rosa se extiende en dirección N45°E, es asimétrico con un buzamiento suave de 8° a 11° en la dirección noroeste y tiene un área de 20.800 ha², (PDVSA Gas, 2010).

Así mismo, esta conformada por un total de diecinueve campos petroleros: Cerro Pelado, El Roble, El Toco, Guarío, La Ceiba-Oriente, La Vieja, Quiamare, San Joaquín, Santa Ana, Santa Ana Norte, Santa Rosa, Santa Rosa Norte, Tacata, Rosa, Rosal, Chaparro, Cantaura Norte y Anaco. En dichos campos, se tienen 1.967 yacimientos, con un 91% de reservas probadas que se traducen en 1786 yacimientos, seguidos de un 7% de reservas probables que equivalen a 134 yacimientos y un 2%

de reservas posibles donde se estiman 47 yacimientos, las principales Formaciones Productoras: Oficina, Merecure y San Juan, el tipo de crudo es condensado y liviano, y su fecha inicio de producción: fue en enero de 1941, (PDVSA Gas, 2010).

En el caso del Área Mayor de Oficina (AMO), ésta se encuentra ubicado al sur del Corrimiento de Anaco, los yacimientos son principalmente de tipos saturados y subsaturados y en menor cuantía de condensado y de gas seco, está constituido por veintiséis campos petroleros entre los cuales tenemos: Aguasay Central, Aguasay Este, Aguasay explotario, Aguasay norte, Araibel R, Carisito, Caro (Aguasay3), Freites, La Ceibita, La Ceibita R, La Florida, Mapiri, Mapiri central, Mapiri este, Mata, Mata10, Mata 5, Mata R, Soto, Soto este, Soto norte, Zacarías, Zanjás, Zapatos, Zarza, Zulus. Por lo que un 74% de reservas probadas (1599 yacimientos), 21% de reservas probables (452 yacimientos) y 5% de reservas posibles (109 yacimientos) conforman los campos mencionados anteriormente, sus principales formaciones productoras son Oficina y Merecure, el tipo de crudo que presenta es Gas Condensado y Petróleo Liviano-Mediano, y su fecha inicio de producción: fue Mayo de 1952, (PDVSA Gas, 2010).

Para efectos de este trabajo especial de grado, se tomaran los campos Santa Rosa y Zapatos - Mata R de las Áreas Mayor de Anaco y Oficina, respectivamente.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. CAMBIO CLIMÁTICO

De acuerdo con la Convención Marco de las Naciones Unidas celebrada en Río de Janeiro en 1992, lo define como el cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables.

En este sentido, la comunidad científica concuerda, que en las últimas décadas ha existido un incremento gradual de la temperatura promedio del ambiente, tal como se muestra en la Figura 2.1.



Figura 2.1. Variaciones de la temperatura en la superficie terrestre
Fuente: Centro Hadley (2001)

Aún cuando la temperatura de la tierra muestra incrementos y disminuciones constantes, ésta ha mantenido la tendencia hacia el calentamiento global en los últimos treinta años. Dicho incremento, conocido como Calentamiento Global se debe al incremento en la concentración de gases como el dióxido de carbono (CO_2),

metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) y compuestos clorofluorocarbonos (CFC) en la atmósfera, producto de actividades antropogénicas, los cuales absorben y producen la reflexión de una fracción de los rayos emitidos por el sol, retransmitiéndolos a la superficie de la tierra; de esta forma una gran cantidad de energía permanece retenida entre la atmósfera y el manto terrestre, con el consecuente aumento de la temperatura. (Knud Lassen, 1991).

2.1.1 Efecto Invernadero

Los gases presentes en la atmósfera ayudan a regular la energía que inciden sobre la tierra producto de los rayos solares, éste fenómeno atmosférico conocido como efecto invernadero, permite que la tierra mantenga un temperatura óptima para el desarrollo de la vida. Sin embargo, cuando la concentración de los gases es tal que no permiten que parte de la energía sea devuelta al espacio, se produce el calentamiento tanto de la superficie de la Tierra como del aire que la rodea (Figura 2.2) (Informe Stern, 2006).

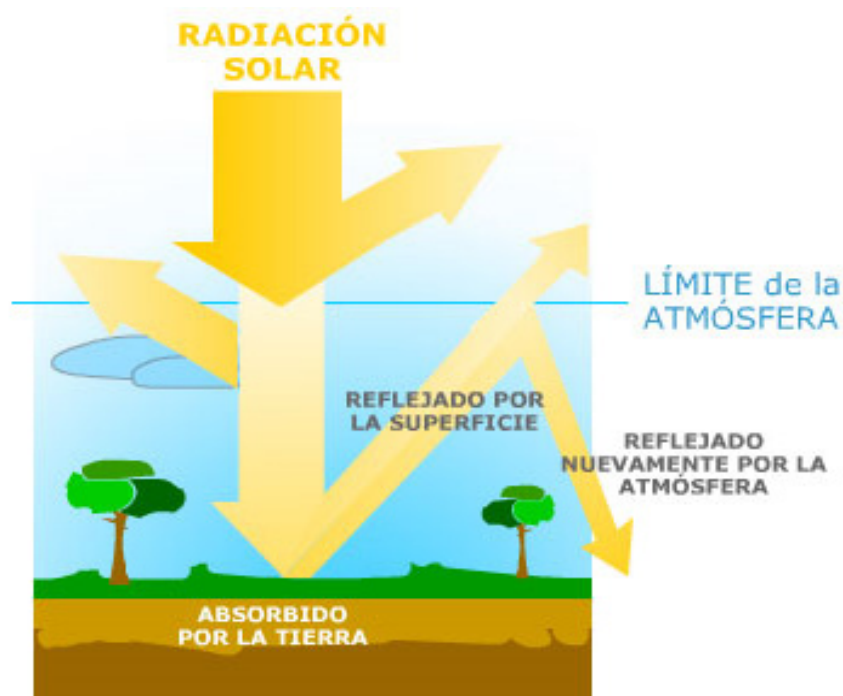


Figura 2.2. Efecto invernadero, demostrando como los gases se devuelven a la atmósfera
Fuente: www.biodisol.com

Entre los componentes de la atmósfera implicados en este fenómeno, los más importantes son el vapor de agua (humedad) y el dióxido de carbono, que actúan como un filtro en una dirección, es decir, dejan pasar energía, en forma de luz visible, hacia la Tierra, mientras que no permiten que la Tierra emita energía al espacio exterior en forma de radiación infrarroja.

Sin embargo, así como el dióxido de carbono, es un compuesto vital para mantener la temperatura óptima en la superficie de la Tierra, el incremento desmedido de su concentración en la atmósfera, puede provocar un aumento de la temperatura global, lo que podría originar importantes cambios climáticos con graves implicaciones para el planeta.

2.2 DIÓXIDO DE CARBONO

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas incoloro e inoloro, que tiene un ligero sabor ácido, puede encontrarse en forma natural en el agua de manantiales y en erupciones volcánicas, también puede ser producido por la quema de combustibles fósiles, como carbón, petróleo, gasolina y gas natural, forma parte de la composición de la capa de la atmósfera más próxima a la Tierra (tropósfera) en una proporción de 350 ppm. (Kappelle, 2009).

El CO₂ es uno de los gases responsables del calentamiento global y el aumento de su concentración en la atmósfera es provocado en buena parte por la actividad humana.

La Figura 2.3 muestra la relación existente entre el aumento de la concentración de dióxido de carbono y temperatura.

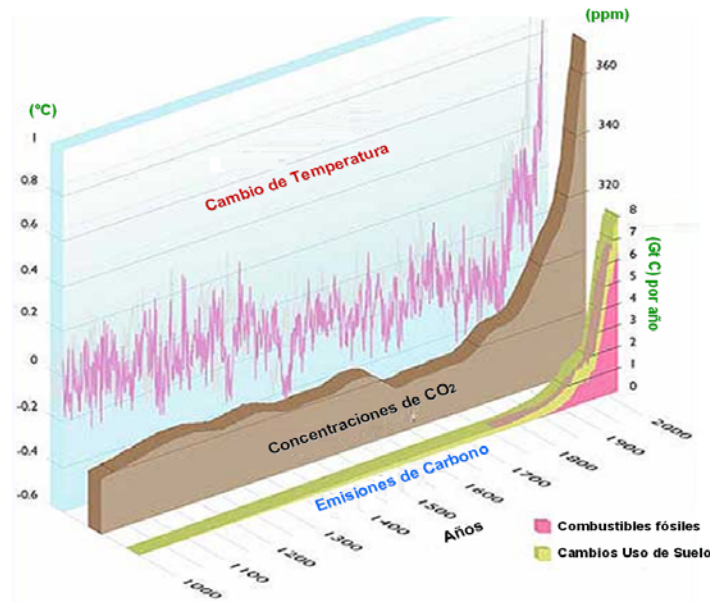


Figura 2.3. Evolución de la temperatura y la concentración de CO₂ en los últimos mil años generada por actividades antropogénicas.

Fuente: Arctic Climate Impact Assessment (1997)

En la Figura 2.3, se aprecia el aumento exponencial de la concentración de CO₂ en el último milenio y con ello el incremento en aproximadamente 0,6°C en la temperatura promedio de la Tierra. Por lo tanto se infiere que las emisiones de CO₂ generadas por actividades antropogénicas, son causantes en gran parte del calentamiento global y del posible cambio climático asociado.

Para hacer frente a esta problemática ambiental, es necesario evitar que la concentración de este gas invernadero continúe aumentando su concentración en la atmósfera. En la actualidad han surgido diversas alternativas para controlar dichas emisiones, una de ellas corresponde al secuestro de dióxido de carbono, que propone almacenar el mismo en el subsuelo.

2.2.1 Fuentes de producción de CO₂ en la industria petrolera

El CO₂ emitido por la industria petrolera se puede clasificar como de origen antropogénico (debido a procesos de combustión) o como de origen natural (debido a su separación del gas natural) (Figura 2.4).

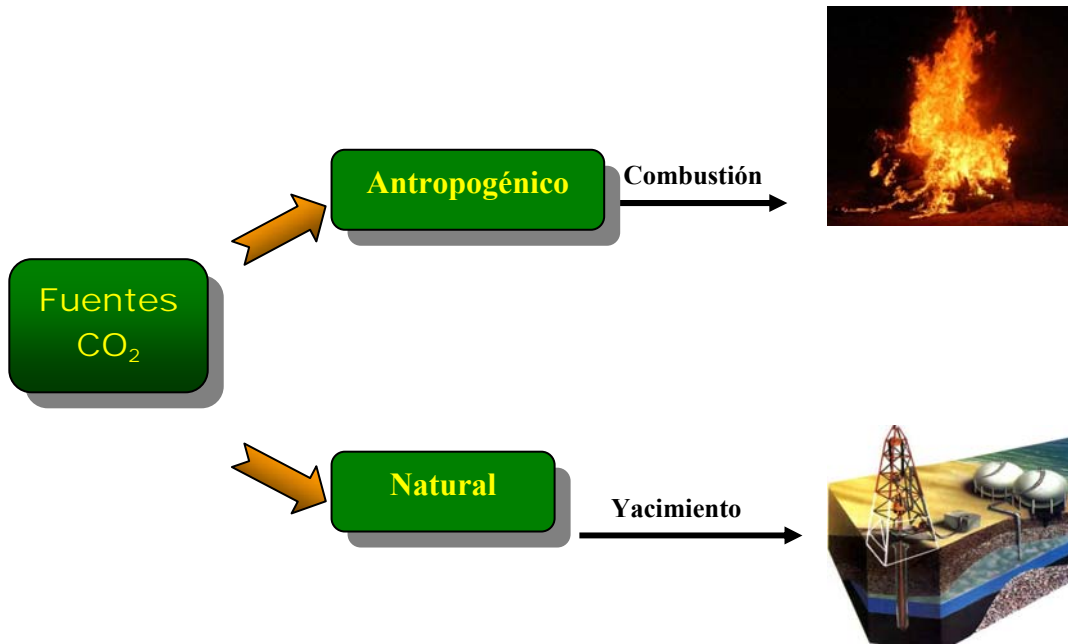


Figura 2.4 Clasificación del origen de producción de CO₂ en la industria petrolera
Fuente: Tomado y modificado de PDVSA Gas, 2006

A pesar de que el CO₂ generado como subproducto de la quema de combustibles fósiles es significativamente mayor que el que se extrae de los procesos de acondicionamiento del gas natural, este último ofrece la ventaja de poder ser capturado más fácilmente y por ende, sometido a procesos de separación dando como resultado una corriente prácticamente pura de CO₂.

2.3 CAPTURA Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂

La captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CAC), es un proceso que consiste en separar dicho compuesto de fuentes industriales y de generación de energías,

transportarlo a través de gasoductos y almacenarlo en el subsuelo por un largo periodo de tiempo. Se presenta como una opción más en la lista de acciones para estabilizar el nivel de la concentración atmosférica de CO₂, provocada en su mayor parte por las actividades antropogénicas. El proceso consiste en tres etapas principales:

- Capturar el CO₂ en su fuente y separarlo de otros gases que puedan ser generados en los procesos industriales.
- Transportar el CO₂ en forma comprimida hasta un lugar de almacenamiento adecuado.
- Almacenar el CO₂ en formaciones geológicas subterráneas.

El desarrollo e implementación de un programa de captura y almacenamiento geológico de CO₂, va a depender de la madurez, difusión y transferencia de tecnología, costos asociados, potencial global para el almacenamiento del CO₂, aspectos normativos y ambientales y la percepción pública. En la Figura 2.5 se observan los sistemas de almacenamiento de CO₂.

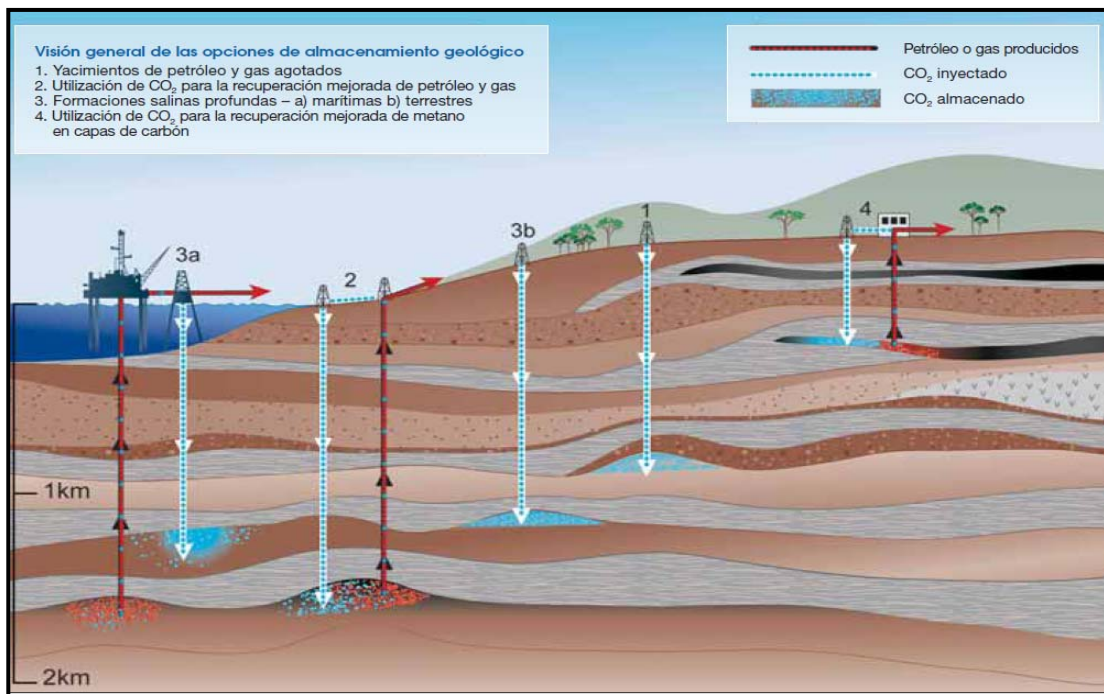


Figura 2.5 Opciones de almacenamiento geológico del CO₂ en el subsuelo
 Fuente: Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies, 2008

2.3.1 Almacenamiento de CO₂

El almacenamiento geológico de CO₂ consiste en el entrapamiento del dióxido de carbono, en estado supercrítico y permanente, en el medio poroso, ya sea en yacimientos de petróleo y gas, mantos de carbón inexplotables ó formaciones salinas profundas.

En la Tabla 2.1, se destacan de manera general las características de los diferentes tipos de almacenamiento subterráneo de CO₂.

Tabla 2.1. Comparación de las opciones de almacenamiento geológico de CO₂

Opción de almacenamiento	Capacidad de almacenamiento	Costo	Integridad del almacenamiento	Factibilidad técnica
Yacimientos de petróleo/gas activo	Pequeña	Muy bajo	Buena	Alta
Yacimientos de petróleo/gas agotados	Moderada	Bajo - Moderado	Buena	Alta
Mantos de carbón	Desconocida	Bajo	Desconocida	Desconocida
Acuíferos profundos	Grande	Desconocido	Desconocida	Desconocida
Cavernas / Domos salinos	Grande	Muy alto	Buena	Alta

Fuente: Tomado y modificado de informe técnico de Department og Energy (1997)

En cada caso, el almacenamiento geológico de CO₂ se consigue mediante su inyección en forma condensada en una formación rocosa subterránea. Las formaciones rocosas porosas que retienen o que (como en el caso de los yacimientos agotados de petróleo o gas) han retenido fluidos anteriormente (gas natural, petróleo o salmuera), son candidatos potenciales para el almacenamiento de CO₂ (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005).

Debido a las innumerables ventajas que ofrece la inyección de CO₂ en yacimientos maduros de hidrocarburos; a continuación se describen las opciones tecnológicas que se indican en la Figura 2.6.

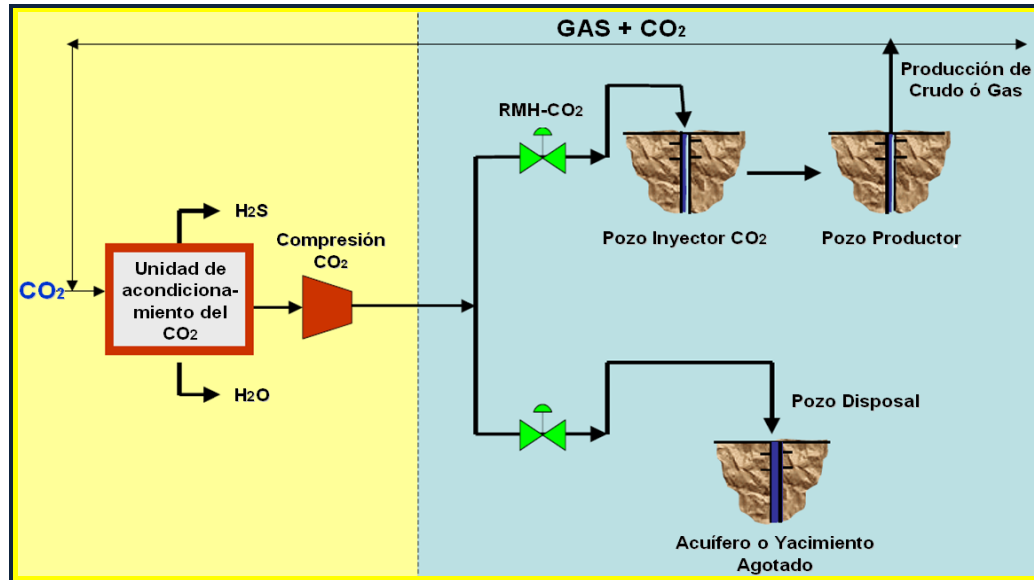


Figura 2.6 Opciones tecnológicas de almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos de hidrocarburos

Fuente: modificado de Colmenares *et al* (informe técnico PDVSA Gas, 2010)

2.3.2 Almacenamiento de CO₂ en yacimientos agotados

El almacenamiento en yacimientos agotados, hace referencia a aquellos yacimientos que después de varios ciclos de producción han declinado su presión a valores tales que no se hace rentable su explotación. Este tipo de yacimiento es la primera opción para el almacenamiento geológico de CO₂ debido a las siguientes razones (Intergovernmental Panel Climate Change, 2007):

- El petróleo y gas originalmente acumulado en trampas (estructural o estratigráfica) no se escapó (en algunos casos por muchos millones de años), demostrando su integridad y seguridad.
- La estructura geológica y las propiedades físicas de la mayoría de los campos de petróleo y gas han sido estudiadas y caracterizadas extensamente.

- Los modelos por computación han sido desarrollados en la industria petrolera para predecir el movimiento, comportamiento y entrapamiento de los hidrocarburos.
- Algunas de las infraestructuras y pozos ya existentes pueden ser utilizadas para el manejo de las operaciones de almacenamiento de CO₂.
- El CO₂ comprimido puede ser inyectado en los poros de las formaciones rocosas del subsuelo.

Si bien los yacimientos de hidrocarburos, son objetivos potenciales para el almacenamiento del dióxido de carbono debido a su historial comprobado de producción e integridad de pozos, el secuestro de este gas de efecto invernadero puede ser acoplado con los procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburo (RMH), tal y como se muestra en la Figura 2.7.

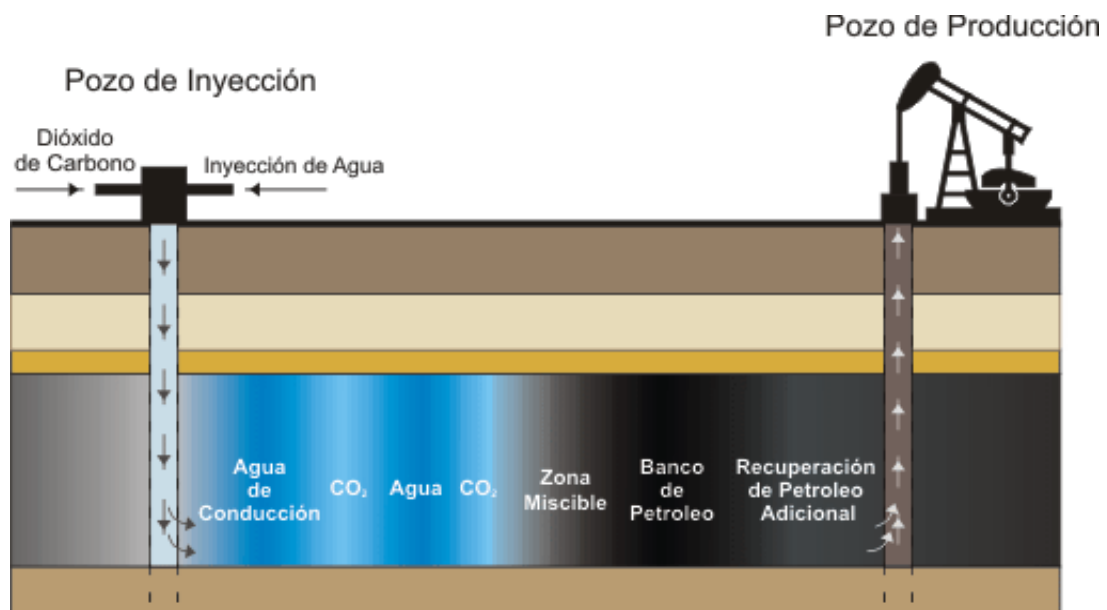


Figura 2.7 Proceso de inyección de CO₂ con fines de Recuperación Mejorada de Hidrocarburo
Fuente: Informe técnico PDVSA Gas, 2010

En este proceso, el CO₂ supercrítico es inyectado en el subsuelo mientras que los hidrocarburos son llevados hasta la superficie por algún pozo productor. Es decir, la inyección continua de CO₂ genera la represurización del yacimiento, permitiendo el

desplazamiento de los hidrocarburos y por ende, la Recuperación Mejorada de Hidrocarburo (RMH) (Oldenburg, 2003).

Por lo tanto, el CO_2 interactúa con los minerales de la roca matriz del yacimiento, donde la fase de inyección está caracterizada por un flujo multifásico en la que existen inestabilidades dinámicas en los procesos de disolución de CO_2 . La Figura 2.8 describe las interacciones roca-fluido y fluido-fluido que pueden afectar la inyectividad del CO_2 .

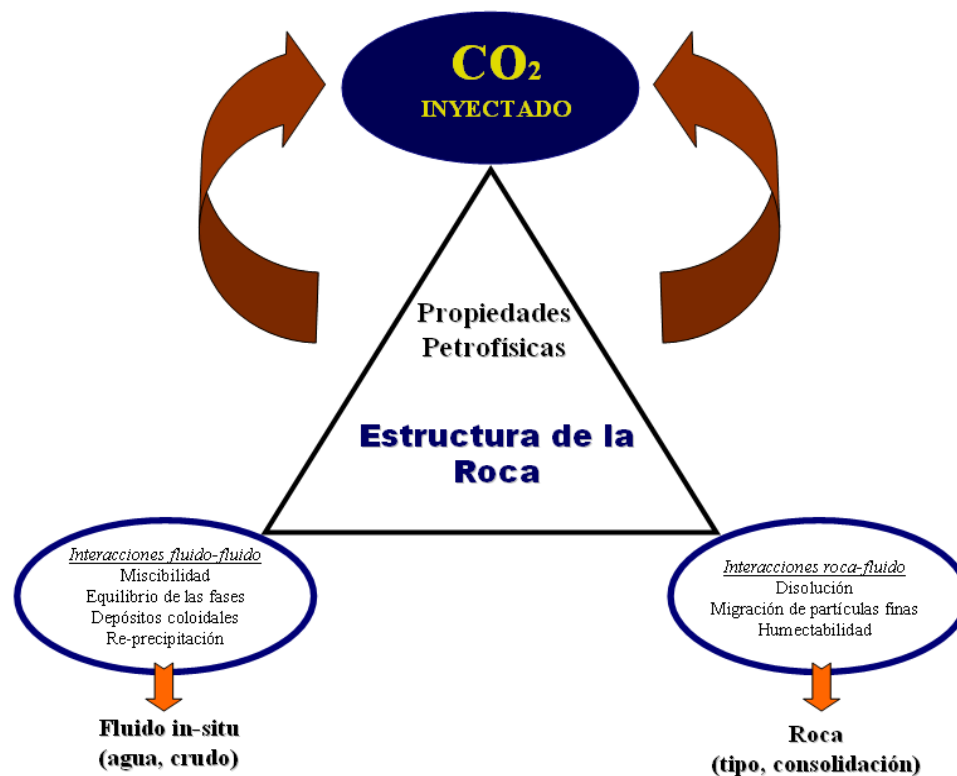


Figura 2.8 Interacciones entre el CO_2 inyectado y el reservorio
Fuente: modificado de Balat y Cahide Oz, 2007.

En algunas ocasiones el CO_2 inyectado en los yacimientos de petróleo incrementa la movilidad del crudo, y así su producción; mientras que en los procesos de recuperación de gas (EGR, por sus siglas en inglés), el CO_2 es sustituido por el gas CH_4 nativo y re-presurizado en el reservorio (Balat y Cahide Oz, 2007).

2.3.3 Mecanismos de entrapamiento de CO₂

Existen distintos mecanismos de entrapamiento por los que el CO₂ puede ser almacenado en las rocas, entre ellos destacan: estratigráfico/estructural, hidrodinámico, residual, por disolución, por precipitación mineral y por adsorción.

El tipo de roca almacén, el comportamiento del CO₂ en el subsuelo y el tiempo que permanezca en el mismo determinarán, en cada caso, los mecanismos de entrapamiento dominantes a lo largo del tiempo (Ruiz *et al.* 2009).

A continuación se describen los diferentes mecanismos de almacenamiento de CO₂:

- **Almacenamiento estratigráfico/estructural**

El entrapamiento estratigráfico/estructural se produce cuando el CO₂ en fase libre no disuelto es retenido por el contraste de permeabilidad dentro de la propia roca almacén o bien entre ésta y la roca de sello. Cuando el CO₂ es inyectado, asciende por flotabilidad y puede ser retenido físicamente en una trampa estructural o estratigráfica, de igual forma a como se produce la acumulación natural de hidrocarburos.

Existen numerosas variaciones de trampas estructurales y estratigráficas, además de una combinación de ambas (trampas mixtas), que pueden aportar trampas físicas para el almacenamiento geológico de CO₂.

Las trampas estructurales típicas incluyen pliegues anticlinales o bloques de falla basculados, mientras que las estratigráficas se originan por cambios laterales de facies (Figura 2.9).

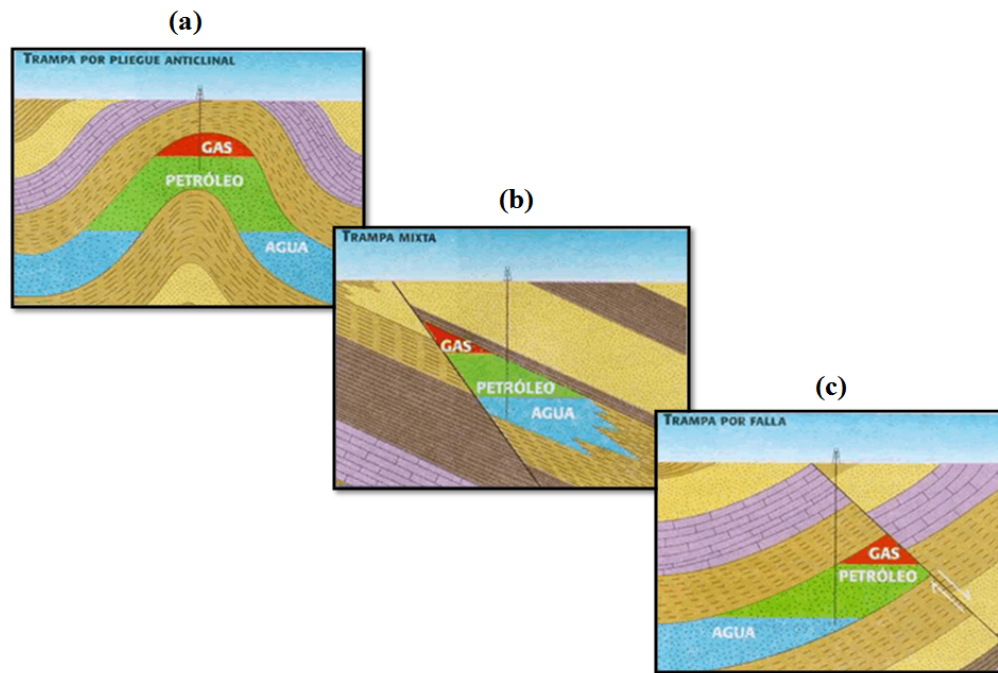


Figura 2.9 Clasificación geológica de los yacimientos: a) Estratigráficos, b) Combinados y c) Estructurales
Fuente: Ruiz et al. (2009)

- **Entrampamiento hidrodinámico**

El entrampamiento hidrodinámico se origina cuando el CO₂ en fase miscible o inmisible, es atrapado por el flujo hidrogeológico natural en acuíferos salinos regionales, con tiempos de residencia de miles a millones de años.

El flujo de CO₂ atrapado por el flujo de agua depende del buzamiento de la roca sello y de la roca recipiente, así como también de la velocidad y dirección del flujo del agua de formación. Cuanta mayor longitud tenga la vía de migración y más lenta sea la velocidad de transporte, mayor cantidad de CO₂ se irá disolviendo o irá siendo atrapado residualmente hasta desaparecer como fase libre del sistema. Los acuíferos salinos generalmente tienen velocidades de flujo muy pequeñas, del orden de decenas de centímetros por año, lo que implica tiempos de residencia de millones de años. A diferencia del entrampamiento estratigráfico/estructural, este mecanismo no requiere la existencia de trampas geológicas (Ruiz *et al.* 2009).

- **Entrampamiento residual**

El entrampamiento residual se produce cuando el CO_2 queda inmovilizado en los poros de la roca por la acción de fuerzas capilares (Figura. 2.10). Este mecanismo se produce con posterioridad al cese de la inyección de CO_2 y puede inmovilizar grandes cantidades del mismo (20-25%), en función del tipo de formación (Kaldi y Gibson, 2008).

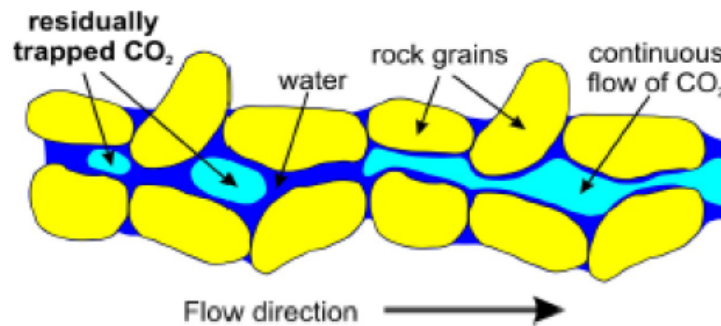


Figura 2.10 Entrampamiento residual de dióxido de carbono en los poros de la roca recipiente
Fuente: Kaldi y Gibson (2008)

- **Entrampamiento por disolución**

El entrampamiento por disolución ocurre cuando el CO_2 se disuelve en el agua de formación. La solubilidad del CO_2 aumenta con la presión y disminuye al aumentar la temperatura y salinidad del agua. El CO_2 puede mezclarse y después disolverse en el agua mediante procesos de difusión, dispersión y convección.

A medida que se produce la disolución en el agua, se pueden dar fenómenos de mezcla convectiva que dominarán sobre la difusión, ya que el agua irá aumentando su densidad al saturarse en CO_2 , lo que provocará un desplazamiento de éste hacia niveles inferiores del almacén, dependiendo de la heterogeneidad existente (Bachu y Carrol, 2004). El entrampamiento por solubilidad será el mecanismo dominante en cualquier tipo de formación a escalas de tiempo suficientemente extensas (Ruiz *et al.* 2009).

- **Entrampamiento mineral**

El entrampamiento mineral se produce a partir de la precipitación de nuevos minerales carbonatados tras la reacción química del CO₂ inyectado con las fases minerales reactivas presentes en la formación o con los fluidos mineralizados ricos en cationes divalentes como Ca², Mg² u otros.

El entrampamiento mineral depende de la mineralogía de la roca almacén, la composición química del agua y la presión y temperatura existentes. Además, las posibles reacciones dependen de la superficie de contacto entre los granos minerales y el agua que contiene CO₂ disuelto, y del flujo a través de la roca. Al igual que los entrampamiento por solubilidad, residual y mineral es un proceso que depende del tiempo que se producirá en cientos de años (Flett *et al.*, 2004).

- **Entrampamiento por adsorción**

Consiste en la adsorción del CO₂ en carbones o en pizarras ricas en materia orgánica. A este mecanismo de almacenamiento se le denomina almacenamiento por adsorción. Por ejemplo, el carbón tiene una afinidad por el CO₂ dos veces superior a la que tiene por el CH₄ que se encuentra abundantemente en las capas de carbón, lo que propicia su reemplazo y el subsiguiente secuestro de CO₂. El entrampamiento por adsorción depende de las condiciones de presión y temperatura, del rango y el contenido mineral del carbón (Ruiz *et al.* 2009).

2.3.4 Condiciones para el almacenamiento geológico de CO₂

Entre los aspectos generales que deben intervenir en un proyecto de inyección de CO₂, existen cuatro condiciones principales que determinaran la pertinencia de un yacimiento como lugar para el almacenamiento de CO₂, entre ellas la accesibilidad, capacidad, inyektividad e integridad.

- **Accesibilidad**

Se refiere a la localización del sitio de almacenamiento y su distancia con respecto a la fuente de producción de CO₂. La distancia a la cual se encuentra la planta generadora de las emisiones, debe ser tal que permita el transporte de una manera técnica y económicamente viable. De igual forma, hace referencia al cumplimiento de las regulaciones ambientales y legales por parte de la organización que conduce el proyecto de almacenamiento, respecto al sitio seleccionado para el mismo (Kaldi, 2010).

- **Capacidad**

La determinación de la capacidad va a ser específica de cada área y tipo de almacenamiento. Depende de parámetros del yacimiento tales como: profundidad, porosidad, permeabilidad, espesor de arenas, entre otros. Los lugares de inyección de CO₂ deben estar generalmente localizado a profundidades iguales o superiores a los 800 m, donde la presión predominante mantenga el CO₂ en un estado supercrítico (87,9 °F y 1070,6 psia), tal y como se muestra en el diagrama de fases de la Figura 2.11 (Kaldi, 2010).

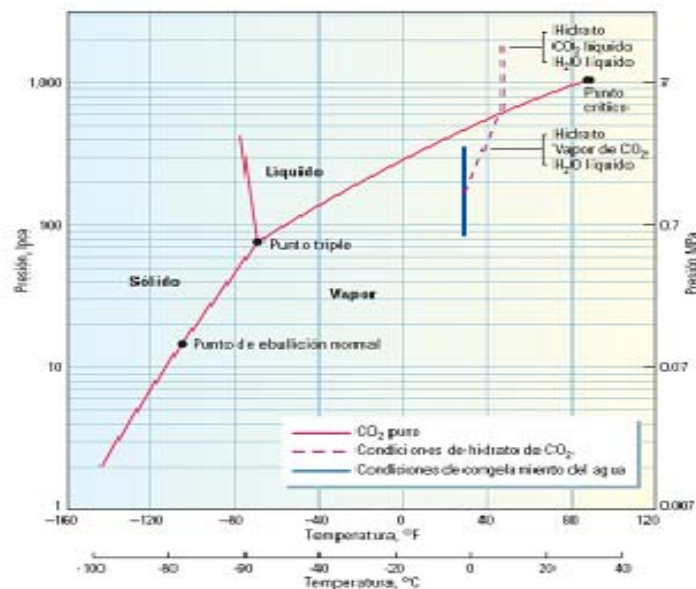


Figura 2.11 Diagrama de fases del CO₂ donde se observa la presión y temperatura necesaria para mantener el CO₂ en estado supercrítico

Fuente: Bennaceur *et al* (2005)

La densidad del CO₂ aumenta con la presión, convirtiéndose en un fluido supercrítico, el cual ocupa mucho menos espacio que su fase gaseosa (Figura 2.12), y se difunde mejor que cualquier líquido o gas a través del espacio poroso de la roca de almacenamiento.

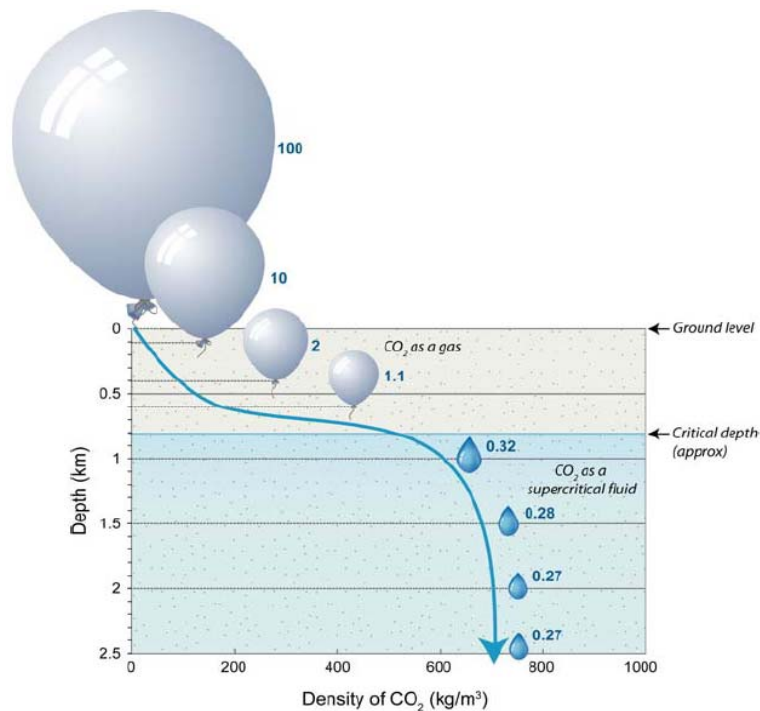


Figura 2.12 Densidad del CO₂ con respecto a la profundidad. Obsérvese que a mayor profundidad la densidad tiende a incrementarse.
Fuente: Bennaceur *et al* (2005)

Los números en azul representados en la Figura 2.12 indican el volumen de CO₂ para cada profundidad, comparado con un volumen de 100 atm en la superficie (International Energy Agency, IEA 2008).

Por otra parte, la porosidad juega un papel importante dentro de las condiciones para el almacenamiento de CO₂, debido a que el espacio poroso corresponde al volumen potencialmente disponible para la disposición de este gas, por lo tanto a mayor porosidad efectiva más apto se considerará el yacimiento como lugar de almacenamiento. En la Figura 2.13 se muestra una sección fina de arenisca, en esta se

observan los poros en color azul, los granos de cuarzo y otros componentes detríticos en blanco y gris.

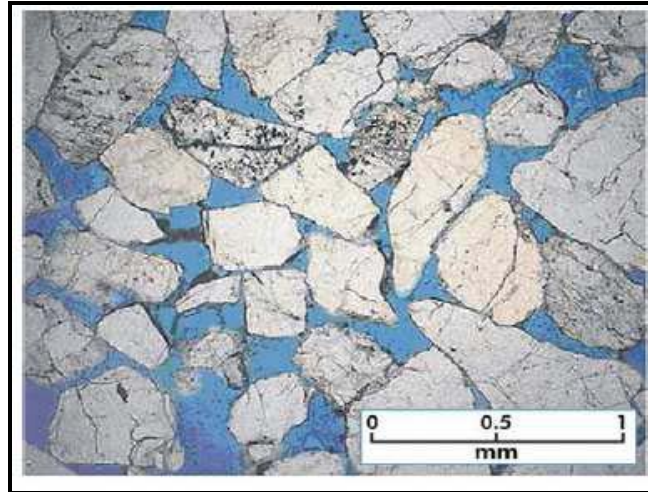


Figura 2.13 Sección fina de una arenisca con buen escogimiento. Obsérvese la porosidad en color azul, así como también fragmentos de cuarzo, feldespatos y algunas plagioclasas.
Fuente: Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (2008)

- **Inyectividad**

En la tecnología de inyección, uno de los parámetros más importante a considerar es la capacidad de la formación o unidad estratigráfica para recibir fluidos; la cual es una función de la permeabilidad y depende de:

- La estructura geológica de la formación
- Parámetros de la formación (porosidad, eficiencia de almacenamiento, etc.)
- Características de los fluidos (densidad, viscosidad, compresibilidad, etc.)
- Estrategia de inyección
- Situación de los sondeos en tiempo y espacio

La inyectividad se expresa de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I_{v/t} = A \cdot P_i \cdot K \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde:

$I_{v/t}$: Inyección (Es proporcional al número de pozos)

A: Área

P_i : Presión de Inyección

K: Permeabilidad

- **Integridad**

La integridad de un yacimiento, depende de varios conceptos y condiciones que deben estar presentes al momento de realizarse un almacenamiento geológico de CO₂, entre los cuales tenemos:

-La porosidad de un yacimiento provee el espacio de almacenamiento, mientras que la permeabilidad permite la entrada de fluidos hacia los poros del reservorio.

-El contenido de CO₂ en un yacimiento está en función de la roca sello, por ejemplo, los que tienen baja permeabilidad y típicamente baja porosidad tales como la arcilla, limolitas, calizas o laminas salinas.

-Las fracturas de las rocas pueden proveer direcciones de migración del CO₂, así como las fallas, o superficies donde la roca no está bien consolidada.

-La orientación de las fallas o fracturas se pueden predecir a través de la geología estructural.

2.3.5 Características del Yacimiento

Desde el punto de vista del yacimiento se deben considerar las siguientes propiedades:

- **Porosidad**

Es el porcentaje del volumen total de la roca que corresponde al volumen poroso, el cual determina la capacidad de almacenamiento de fluido que posee la roca. Esta

puede ser primaria o secundaria dependiendo del origen de los procesos que la generaron. (Escobar, 2004).

✓ *Porosidad primaria o intergranular*: Se desarrolla al mismo tiempo que los sedimentos son depositados. Las rocas sedimentarias con este tipo de porosidad son: areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas). La porosidad primaria a su vez se clasifica en porosidad intercrystalina, intergranular, estratificada y espacios sedimentarios misceláneos.

✓ *Porosidad secundaria inducida*: es el resultado de un proceso geológico (diagénesis y catagénesis) que toma lugar después de la depositación de los sedimentos. La magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros podría no tener relación directa a la forma de las partículas sedimentarias originales. A su vez, la porosidad secundaria se clasifica en porosidad por disolución y por fractura.

Por otra parte, de acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se puede clasificar como:

✓ *Porosidad absoluta*: es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral. La piedra pómez es un ejemplo típico de esto.

✓ *Porosidad efectiva*: es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo, esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos tales como el contenido e hidratación de las arcillas presentes en la roca, entre otros.

✓ *Porosidad no efectiva*: es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva.

Por lo tanto, la porosidad matemáticamente se puede escribir como:

$$\phi = V_p / V_t \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde:

V_p : volumen poroso

V_t : volumen total

- **Permeabilidad:**

La permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.

La ecuación 2 expresa los resultados de los experimentos desarrollados por Henry Darcy en 1856, a partir de la cual se desarrolló la Ley de Darcy, la cual indica que la velocidad de flujo de un fluido a través de un plano poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo.

$$K_I = C \cdot d^2 \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde:

K_I : Permeabilidad intrínseca (L^2)

C : Constante adimensional relacionada con la configuración del fluido.

d : diámetro promedio de los poros del material (L)

La unidad de la permeabilidad es el Darcy, Sin embargo, el darcy es una unidad bastante alta para la mayoría de las rocas productoras, la permeabilidad generalmente se expresa en milésimas de darcy, es decir, milidarcys (0,001 Darcy).

- **Saturación de fluidos**

Se define como la fracción de cada uno de los fluidos (agua, petróleo y gas) almacenados en el espacio poroso. Se expresa de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$S_o = \frac{V_o}{V_{poroso}}; S_w = \frac{V_w}{V_{poroso}}; S_g = \frac{V_g}{V_{poroso}} \quad (\text{Ecuación 4})$$

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (\text{Ecuación 5})$$

Donde:

So: Saturación de petróleo

Sw: Saturación de agua

Sg: Saturación de gas

Vg: Volumen de gas

Vo: Volumen de petróleo

De igual manera, la saturación de agua irreducible se define como la cantidad de agua retenida por tensión superficial en la superficie de los granos, sus contactos y los intersticios muy finos. Esta agua no fluiría al momento de iniciar la producción del yacimiento (Crotti, 2000).

• Resistividad

Es una propiedad intrínseca de la roca y fluidos de impedir el paso de corriente eléctrica. Permite definir el factor de formación (F) y el índice de resistividad (IR), a partir de los cuales se obtienen: tortuosidad, factor de cementación y exponente de saturación.

Las resistividades de las aguas de formación es una función de sus salinidades. A mayor salinidad más conductiva es el agua, por lo tanto su resistividad será proporcionalmente menor (Crotti, 2000).

2.3.6 Geometría del yacimiento

Si bien el sitio de almacenamiento geológico de CO₂ se puede considerar como una trampa, es de recordar que ésta se debe caracterizar por la presencia de rocas porosas

y permeables conocidas como roca reservorios o yacimiento, donde se acumulan o almacenan los hidrocarburos, rodeados de capas impermeables o rocas sello que impidan su migración.

Por lo tanto, es indispensable conocer la disposición geométrica del lugar de almacenamiento, el área y el espesor de la arena contenedora, para así obtener el volumen neto del yacimiento.

La geometría del lugar de almacenamiento se interpreta a partir de la estructura del yacimiento y de las áreas que encierra cada traza o plano horizontal que se marca a distintas profundidades del mismo. La data es suministrada por pozos perforados en la región para el posterior desarrollo de mapas estructurales e isópacos del yacimiento.

- **Extensión areal**

La extensión areal se define como la superficie que alcanza o abarca una acumulación de hidrocarburos, ésta extensión se representa de manera horizontal ó por planos horizontales, dado que si se toma en cuenta algún tipo de pliegue la superficie que abarca sería un poco mayor, hecho que arrojaría errores significativos al momento de efectuar los cálculos de volúmenes.

La técnica adecuada para el cálculo del área, consiste principalmente en la construcción de los mapas isópacos a partir de la información recopilada de los pozos perforados en el yacimiento.

- **Mapas isópacos**

Los mapas isópacos consisten en una serie de curvas trazadas por puntos de igual espesor de la roca en estudio. Tienen como finalidad dar un indicio del espesor de las capas y permiten el cálculo del volumen de roca. Una vez plasmada las curvas del mapa isópaco, se calcula el área encerrada por cada curva o extensión de la arena contenedora.

Es importante tener presente los límites del yacimiento y la presencia de fallas, al igual que la extensión del yacimiento, que viene determinada por algunas características tales como: cambios en la permeabilidad de la roca, desaparición de la arena, acuñamientos o adelgazamientos, fallas y contactos de fluidos (Figura 2.14).

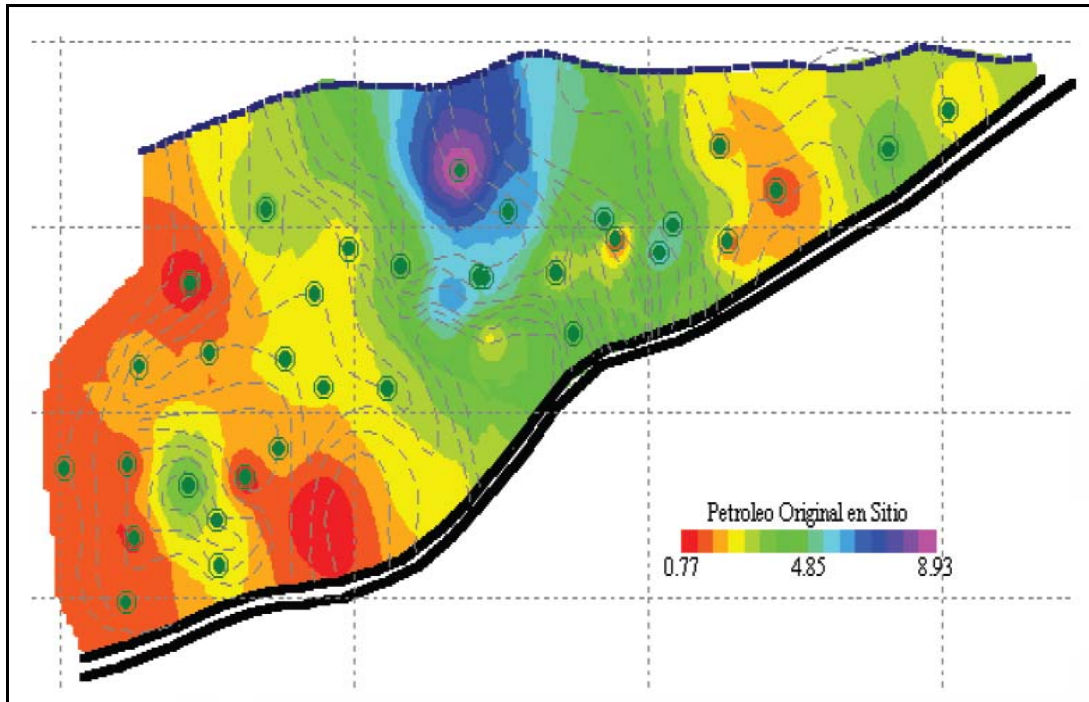


Figura 2.14 Imagen representativa de un mapa isópaco, la variedad de colores representa los espesores de las arenas.

Fuente: Informe técnico PDVSA GAS, 2010

- **Mapas estructurales**

Los mapas estructurales comprenden líneas unidas por puntos de igual profundidad, y dan indicios de la forma estructural del yacimiento. Pueden ser del tope o de la base de la arena que contiene hidrocarburos, pero éste se enfoca principalmente en la forma geométrica que posee la roca en el tope (Figura 2.15).

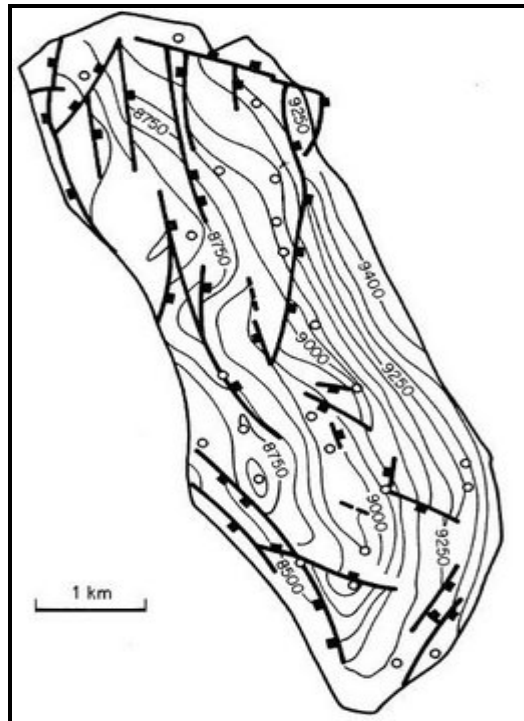


Figura 2.15 Imagen representativa de un mapa estructural. Obsérvese la forma elongada que presenta el yacimiento

Fuente: http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2009_01_01_archive.html

2.3.7 Registros de pozo

Los registros de pozo son mediciones hechas en el pozo perforado que permiten determinar cuantitativamente las propiedades petrofísicas y geológicas de la roca, así como los fluidos presentes en la misma.

Adicionalmente, a partir de estos registros es posible establecer una relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso en un yacimiento determinado. Entre los registros petrofísicos más conocidos se encuentran: rayos gamma, resistividad, potencial espontáneo y densidad neutrón.

- **Rayos Gamma**

El perfil de rayos gamma (GR, por sus siglas en ingles), corresponde a la radioactividad natural de la formación en estudio, y por medio de una escala graduada del perfil se indica la variación del comportamiento de la curva con la profundidad.

Las unidades de rayos gamma, son unidades API, y en general altos valores se asocian a un alto contenido de arcilla, es decir, lutitas; mientras que bajos valores se asocian a areniscas.

La principal función de este tipo de registros, es que una vez se ha perforado un pozo, se puede acudir a la curva de rayos gamma para determinar el espesor de la arena saturada. La Figura 2.16 presenta un ejemplo de una curva de rayos gamma.

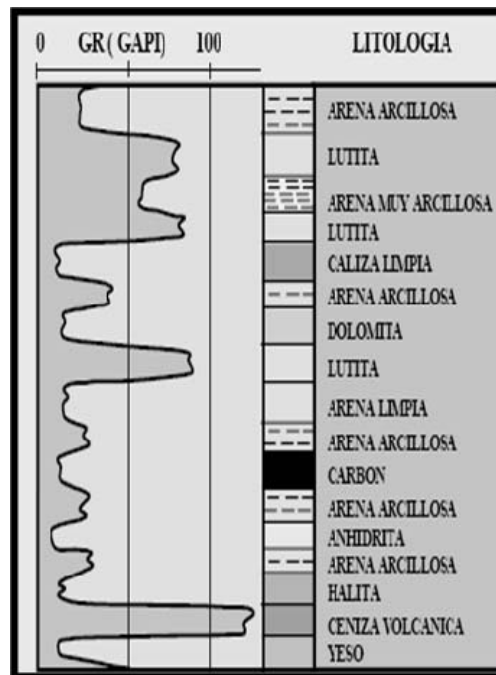


Figura 2.16 Imagen representativa de una curva de rayos gamma (GR)
Fuente: Da Silva, 2006

- **Potencial Espontáneo (SP)**

La curva de Potencial Espontáneo (SP, por sus siglas en inglés), es un registro de la diferencia de potencial existente entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y un potencial eléctrico de electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad. Frente a las lutitas, la curva de SP por lo general, se perfila como una línea más o menos recta, que se llama línea base de lutitas, mientras que frente a las formaciones permeables, la línea muestra deflexiones con respecto a la línea base de

lutitas; en las capas gruesas se alcanzan deflexiones esencialmente constante, definiendo así una línea de arenas.

Una curva de potencial espontáneo, como la representada en la Figura 2.17, es muy útil ya que permite detectar capas permeables, correlación de capas, espesores y ambientes sedimentarios, así como también resistividad del agua de formación y una estimación aproximada del contenido de arcillas.

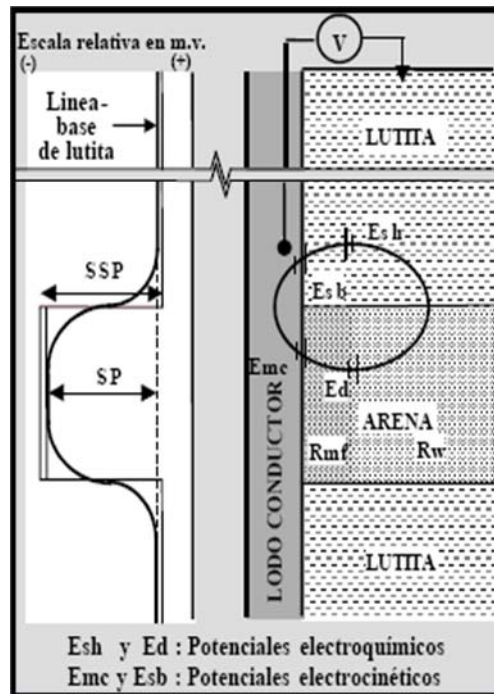


Figura 2.17 Imagen representativa de una curva de potencial espontáneo (SP)

Fuente: Da Silva, 2006

- **Registro Sónico**

En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo, t , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Esto es conocido como tiempo de tránsito, Δt , t es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación

determinada depende de su litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sísmico sea muy útil como registro de porosidad.

- **Registro de Densidad**

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad. Otros usos incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcillas y litologías complejas, presión de poros, calculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

El principio consiste en una fuente radioactiva, que se aplica a la pared del agujero en un cartucho deslizable, emite a la formación rayos gamma de mediana energía. Se puede considerar a estos rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones en la formación. Con cada choque, los rayos gamma pierden algo de su energía, aunque no toda, la ceden al electrón y continúan con energía disminuida, esta clase de interacción se conoce como efecto Compton. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector, que está a una distancia fija de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación. El número de colisiones en el efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones de la formación

- **Registro de Neutrones**

Se utiliza principalmente para delinear formaciones porosas con la finalidad de determinar su porosidad y responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación, por lo tanto en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua, el registro de neutrones refleja el porcentaje de porosidad saturada de fluido (Villegas, *et al*, 1999).

2.4 ANTECEDENTES

A continuación se presentan los proyectos de mayor escala a nivel mundial donde se han implementados programas de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CAC), así como los estudios que han sido realizados en Venezuela.

En la Figura 2.18 se muestran las ubicaciones de los proyectos utilizados para el almacenamiento de CO₂ a escala mundial, algunos actuales y otros propuestos.

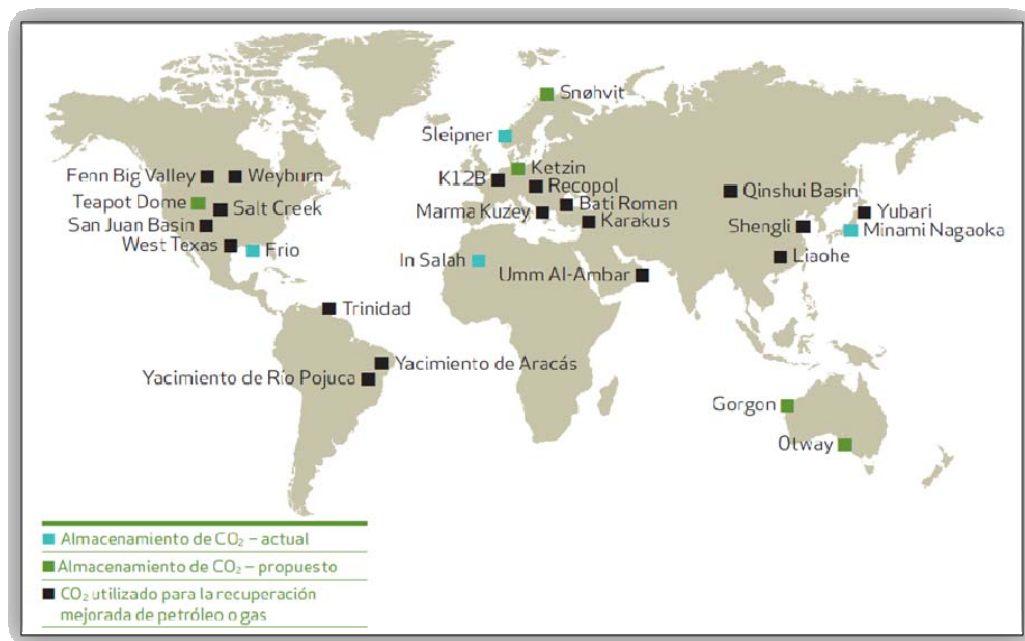


Figura 2.18 Ubicación geográfica de proyectos de inyección de CO₂ a nivel mundial.

Fuente: Intergovernment Panel on Climate Change (2008)

- **Proyecto Sleipner (Noruega)**

Es operado por Statoil y se implementó en el año 1996 en el Campo Sleipner, el cual se encuentra ubicado en el Mar del Norte, aproximadamente a 250 kilómetros al oeste de Stavanger, Noruega. Dicho campo, produce gas natural y condensado (petróleo muy liviano) con un contenido de aproximadamente 9% de CO₂, sin embargo, para cumplir con las especificaciones requeridas del gas a venta, la concentración de CO₂ debe reducirse a 2,5%. Cabe resaltar que Statoil debe pagar por concepto de impuesto

45 USD aproximadamente por tonelada métrica de CO₂ emitido a la atmosfera. En ese sentido, para evitar incurrir en estos impuestos el CO₂ es capturado empleando monoetanolamina (MEA, es un compuesto químico orgánico con dos grupos funcionales: amina y alcohol) y luego inyectado en un acuífero salino profundo, en una capa de 200 m de espesor de la Formación Utsira, utilizando solo un pozo de inyector de gran desviación. Hasta el momento se han inyectado más de 7 MMTon de CO₂ y está previsto continuar operando hasta el año 2020 (informe técnico Instituto Tecnológico de Massachusetts, 2010).

- **Proyecto Weyburn (Canadá)**

La organización líder que ejecuta este proyecto es PanCanadian, el cual se inició en septiembre del 2000, su propósito es la inyección de CO₂ en el campo Weyburn, con fines de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés). Este campo está localizado en la cuenca de Williston, una estructura geológica que se extiende desde la parte sur del Canadá central hasta los Estados Unidos. El CO₂ proviene de la empresa de gasificación Dakota, situada aproximadamente a 325 km al sur de Weyburn, en el estado de Dakota del Norte, Estados Unidos. Se utilizó como fuente de CO₂, la gasificación del carbón para producir gas de síntesis, la cual genera como subproducto una corriente relativamente pura de CO₂ que luego es deshidratado, comprimido y transportado por gasoductos hasta Canadá para su posterior inyección en la Formación Charles. El proyecto Weyburn está concebido para emplear CO₂ durante 15 años y mantenerlo almacenado de forma segura en el subsuelo.

- **Proyecto In Salah (Argelia)**

Es operado por las compañías Sonatrach (Argelia), BP (Reino Unido) y Statoil (Noruega) desde el año 2004. Es el primer proyecto a gran escala de captura y almacenamiento geológico de CO₂ en un yacimiento de gas. El campo In Salah está ubicado en el desierto de Argelia central, produce gas natural con un contenido aproximado de 10% de CO₂, sin embargo, éste debe ser removido para su posterior

envío a los mercados europeos. El proyecto In Salah está concebido con tres pozos inyectoros de CO₂ en una arenisca de profundidad media de 1.800 m de la Formación Krehba. Durante la vida del proyecto se pretende almacenar aproximadamente 17 MMTon de CO₂ (informe técnico Instituto Tecnológico de Massachusetts, 2010).

- **Proyecto Snohvit (Noruega)**

Este proyecto es operado por Statoil desde el 2008, se encuentra ubicado en Snohvit, específicamente en el mar de Barents y corresponde a la primera planta de gas natural en el mundo donde es removido el CO₂ para evitar problemas operacionales de formación de hidratos a la temperatura de licuefacción del gas natural, lo que genera inconvenientes en su tratamiento. Dicho gas se inyecta en una capa de arenisca de la Formación Tubaen a una profundidad de 2.500 m bajo el suelo marino. Aproximadamente son almacenadas 700.000 toneladas de CO₂ por año (informe técnico Instituto Tecnológico de Massachusetts, 2010).

- **Proyecto K12B (Holanda)**

Gaz de France es la organización líder del Proyecto K12B iniciado en el año 2004, corresponde al primer lugar del mundo donde el CO₂ se inyecta en el mismo yacimiento del cual proviene, junto con el gas metano producido. Este proyecto se divide en dos fases, la primera se refiere al almacenamiento de gas natural en yacimientos agotados y la segunda tiene como propósito la recuperación mejorada de Gas (EGR). El campo de gas K12B, se encuentra en el sector neerlandés del Mar del Norte, a unos 150 km al noroeste de la ciudad de Ámsterdam. El CO₂ es inyectado en la Formación Rotleigendes a una profundidad de aproximadamente 4000 m, específicamente para los yacimientos agotados (informe técnico Instituto Tecnológico de Massachusetts, 2010).

- **Proyecto Ketzin (Alemania)**

Es operado por GFZ Potsdam desde abril de 2004, se almacena CO₂ mediante la inyección en un acuífero salino. Se encuentra ubicado cerca de la ciudad de Ketzin, al

oeste de Berlín, este gas es inyectado en una capa de arenisca de la Formación Stuttgart a 700 m de profundidad, la roca sello de la estructura está constituida principalmente por yeso y arcillas. Se inyectan alrededor de 30000 Ton de CO₂ al año (informe técnico Instituto Tecnológico de Massachusetts, 2010).

- **Proyecto Frío (Estados Unidos)**

Este proyecto es ejecutado por el Laboratorio Nacional de Tecnología Energética del Departamento de Energía de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés) y la Oficina de Geología Económica de la Universidad de Texas (BEG, por sus siglas en inglés), desde el año 2004. Se encuentra situado a 50 km al noreste de Houston, en el campo South Liberty y a zona de inyección, rellena de salmuera, corresponde a un intervalo de areniscas deltaicas y de llanura costera de la Formación Frío y yace sobre el flanco sudeste de un domo salino. En dicha zona se almacenan aproximadamente 520 MMTon de CO₂ por año (informe técnico Instituto Tecnológico de Massachusetts, 2010).

- **Venezuela**

Millán y Pens conjuntamente con PDVSA han efectuado diversos estudios asociados con la inyección de CO₂ en el subsuelo:

- **Millán, E. (2005)**

Realizó un estudio en PDVSA Gas, sobre la factibilidad de inyección de CO₂ supercrítico, en el oriente de Venezuela, basándose principalmente en la disponibilidad de fuentes de producción de gases de desecho mayormente compuestos por monóxido y dióxido de carbono. La investigación se llevó a cabo específicamente en el complejo de Jose, en la Planta de San Joaquín y en la Corporación Venezolana de Guayana (CVG), de igual manera planteó la posibilidad de emprender un proceso de recuperación mejorada (EOR, por sus siglas en inglés) mediante la inyección cíclica de CO₂.

Pens, M. (2010)

Realizó un Trabajo Especial de Grado en la Universidad Central de Venezuela, titulado Estudio de factibilidad para almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos agotados ubicados en el campo Santa Rosa - municipio Anaco, estado Anzoátegui. Para ello se evaluaron tres arenas de este campo (VEC2, VEE1 y VEF1) y se realizaron pruebas de interacción roca-fluido, bajo condiciones estáticas y dinámicas. También realizó una caracterización geológica del campo que comprendió estudios estratigráficos, estructurales, sedimentológicos y petrofísicos, así como también calculó los posibles volúmenes de almacenamiento de CO₂ en estas arenas, bajo las condiciones de P y T actuales del yacimiento.

2.5 GEOLOGÍA REGIONAL

Desde un punto de vista actual, la zona de estudio es parte integrante de la Cuenca de Oriente, considerada la primera cuenca petrolífera de Venezuela. Según Méndez (sf), la Cuenca Oriental de Venezuela es una cuenca antepais flexurada (foreland), elongada y asimétrica, que se desarrollo durante el Neógeno sobre un antiguo margen pasivo mesozoico del cratón Suramericano.

La Cuenca Oriental de Venezuela, limita al norte con la falla de El Pilar, al sur por el Río Orinoco, al este por el Océano Atlántico y al oeste por el lineamiento del Baúl, donde en este último se separa de la cuenca Barinas – Apure, (Figura 2.19). Con una longitud de 800 Km de largo y 200 Km de ancho, tiene un área total aproximada de 160.000 Km² correspondiente a los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y sur de Trinidad. Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos.

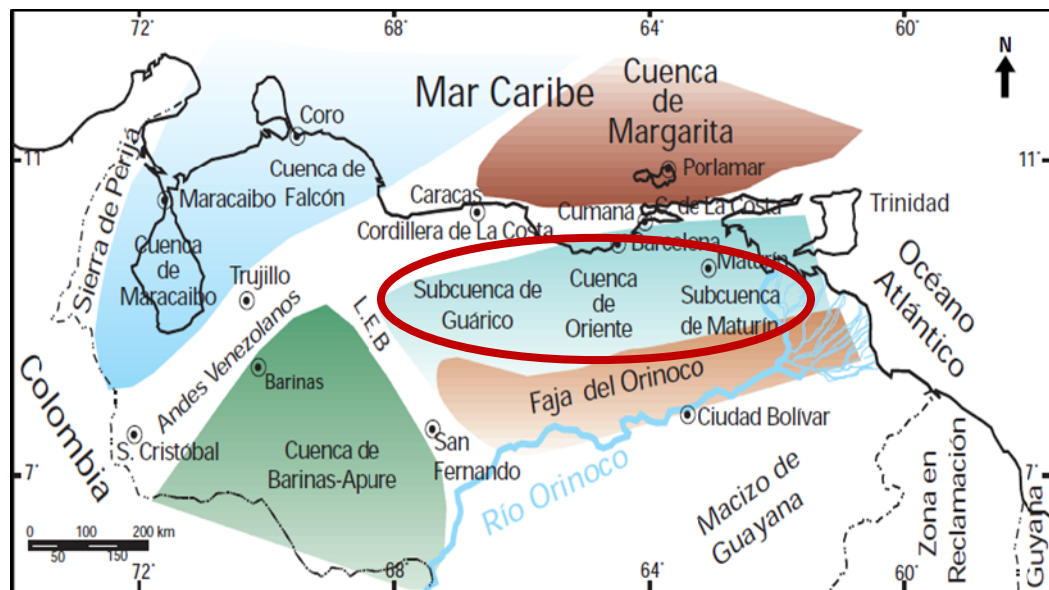


Figura 2.19 Cuenca Oriental de Venezuela. Obsérvese las subcuencas de Guárico y Maturín al este y oeste, respectivamente.

Modificado de Pérez de Mejía *et. al.*, 1980

Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas la Cuenca Oriental de Venezuela se subdivide en dos subcuencas (Figura 2.19): la de Guárico y la de Maturín, las cuales están separadas por estructuras complejas asociadas al sistema de fallas de Anaco y sus estructuras de inversión asociadas (Méndez, sf).

❖ **Evolución Tectónica-Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela**

Estratigráficamente, la Cuenca oriental de Venezuela comprende rocas precámbricas del escudo de Guayana hasta rocas del cuaternario. Sobre el basamento precámbrico se depositó una secuencia paleozoica y discordante conocida como formaciones Hato Viejo y Carrizal en un ambiente continental con influencia marina.

La sedimentación post-paleozoico, se encuentra definida por tres ciclos de sedimentación, que según Méndez (sf):

El primero de ellos se inicia en el Cretáceo Temprano con la Formación Barranquín depositada en ambientes deltaicos a marino someros. Hacia el flanco norte de la cuenca, en el Albiense-Aptiense, una secuencia de calizas y lutitas conocidas como formaciones Borracha y Chimanas se depositan a profundidades nerítico superior, mientras que hacia el sur de la cuenca se depositó la Formación El Cantil compuesta por calizas, lutitas y areniscas asociadas a ambientes nerítico inferior. Sedimentos clásticos gruesos se depositaron en el extremo meridional de la cuenca, conocida como Formación Canoa. En el Cenomaniense-Campaniense, al norte de la cuenca la transgresión Cretácica alcanza su máxima extensión, donde se depositaron las formaciones Querecual y San Antonio (en el norte), compuestas por lutitas negras, lutitas carbonáticas y calizas pelágicas, donde aguas relativamente profundas y condiciones euxinicas favorecieron dicha depositación. Al sur de la cuenca y bajo un ambiente de aguas someras se deposita la Formación El Tigre, sobre la que se depositan las formaciones San Antonio y San Juan compuestas por calizas y lutitas que varían verticalmente a areniscas bien consolidadas y chert. Hacia el Eoceno

Medio, se depositan las formaciones Vidoño y Carapita, definidas por lutitas terrígenas, areniscas, limolitas y algunas calizas.

El segundo ciclo de sedimentación se inicia en la parte superior del Oligoceno Medio con la Formación Los Jabillos, discordante sobre la Formación Carapita. Litológicamente la Formación Los Jabillos es una gruesa secuencia lutítica (Méndez, sf) depositándose en condiciones marinas hasta el Mioceno. Mientras que al sur, con la depositación de areniscas de ambientes de aguas dulces a salobres, conocidas como Grupo Merecure al oeste y Formación Merecure al sur, termina el segundo ciclo sedimentario en la parte inferior del Mioceno Superior.

Finalmente un tercer ciclo desde el Mioceno Superior al Plioceno, corresponde a la depositación de las formaciones La pica y Las Piedras (y sus equivalentes), respectivamente. Dichas formaciones son depositadas bajo un ambiente marino somero a deltaico, compuestas por lutitas, areniscas de grano fino a medio y limonitas intercaladas con areniscas, que van rellenando la cuenca, a medida que avanza el ciclo transgresivo.

Fases de deformación:

- Fase de antes de la distensión o de pre-rifting en el Paleozoico Temprano
- Fase de disrupción continental o distensiva o de rifting en el Triásico
- Fase de Ampliación del rompimiento e inicio de la cuenca durante el Jurásico Tardío y continuada durante el Cretácico Temprano. Caracterizado por la aparición de fosas, la creación de la corteza oceánica en el período de mayor actividad tectónica en el Caribe.
- Una fase final en la cual sucedió la colisión oblicua entre la Placa Caribe y la Placa Suramericana que comprende el desarrollo de fallas rumbo-deslizantes y la compresión-transpresión durante el Paleógeno-Cuaternario que resultó en la formación de la Serranía del Interior y en la transformación de la cuenca de margen pasiva en una cuenca antepaís o “*foreland*”. Esta colisión fue diacrónica con un desplazamiento oeste-este.

✓Fase I: Antes de la Fase de Distensión ‘‘Pre-Rifting’’

Esta fase fue superimpuesta sobre un área que constituye el interior del supercontinente Pangea en un ambiente continental pasivo a marino marginal, aunque Audemard *et al.*, (1991) postulan un margen continental pasivo durante el Paleozoico Temprano que invadió directamente el Escudo Precámbrico guardando una posición relativa más cercana a éste y que dio origen a una cuenca foreland paleozoica estrecha y elongada, preservada a una muy baja profundidad con su antefosa, trench o ‘‘foredeep’’, respectivo del Paleozoico tardío. Las rocas de edad precretácica pudieron haber estado originalmente más extendidas antes del rifting, pero por la erosión del Jurásico Medio-Tardío fueron destruidas, aunque las rocas volcánicas jurásicas de Guacamayas en El Baúl no fueron erosionadas significativamente. En algunos grabens se produjo sedimentación en el Jurásico-Triásico, como en Espino-Ipire (Motiscka, 1985).

✓Fase II. Fase de Apertura o Distensión

El rifting que afectó el margen norte de Sudamérica fue consecuencia de la apertura del Atlántico Norte Central cuando Norteamérica se separó de Gondwana. La apertura de este océano fue diacrónica con su parte más antigua en el norte y la más joven en el sur, entre Norte y Suramérica. Se conocen varios ramales cordilleranos, uno entre Norteamérica y Yucatán, otro entre Yucatán y el Norte de Sudamérica. El rifting a lo largo de la parte norte de Sudamérica al este de Venezuela, fue pre-Barremiense, mientras que edades radiométricas en rocas ígneas indican una edad del Triásico Tardío-Jurásico Temprano. Esta fase de rifting dio lugar a aulacógenos con la extrusión de rocas basálticas y otras volcánicas (Mendoza, 2005).

✓Fase III: Margen Pasivo

Esta fase comprende la evolución y fin del rifting iniciado en el Jurásico y continuado en el Cretácico Temprano hasta el Eoceno. El margen norte de Sudamérica subsidió hasta acumular en promedio unos 4 Km. de rocas sedimentarias clásticas marinas.

Los márgenes conjugados del sistema de rifting postulado (Yucatán y Norte de Sudamérica) son similares y muestran evidencias de un estiramiento menor de la corteza durante el rifting. La litología de las rocas sedimentarias cretácicas de cada Subcuenca refleja ciclos deposicionales típicos de margen pasiva: los clásticos continentales fluviales- deltaicos de edad Neocomiense y Barremiense descansan discordantemente sobre rocas de un basamento complejo con edades del Proterozoico y Paleozoico y gradan vertical y lateralmente a secuencias concordantes de clásticos marinos someros y carbonatos de edad Aptiense-Cenomaniense.

✓Fase IV: de colisión oblicua por el desarrollo de fallas Rumbo-deslizantes y de cizalla-transpresión:

La fase de margen pasivo, terminó aparentemente en forma diacrónica a lo largo de la margen Norte de Sudamérica. El cizallamiento rumbo-deslizante y de compresión-transpresión es más antiguo al Oeste de Venezuela y Norte de Colombia (Eoceno Temprano-Medio) que hacia el Este de la cuenca y Trinidad (Oligoceno Tardío-Mioceno Medio). La deformación ocurrida a lo largo de la parte Norte de Venezuela se continuó hasta el presente probablemente debido al movimiento relativo hacia el Este de la Placa del Caribe sobre la Placa Sudamericana (Erlich *et al*, 1990). Durante esta fase del desarrollo de la cuenca del “foreland” las subcuencas de Guárico y Maturín fueron superimpuestas sobre la secuencia más antigua del margen pasivo cretácico.

La Cuenca Oriental de Venezuela está caracterizada desde el punto de vista estratigráfico por contener hasta 20.000 pies de sedimentación precretácica y terciaria en su posición más profunda, entre las cadenas montañosas terciarias situadas al norte y el Escudo de Guayana ubicado al sur (Parra, 2002) (Figura 2.20). Para efectos del desarrollo de este trabajo solo se describirá la Subcuenca de Maturín.

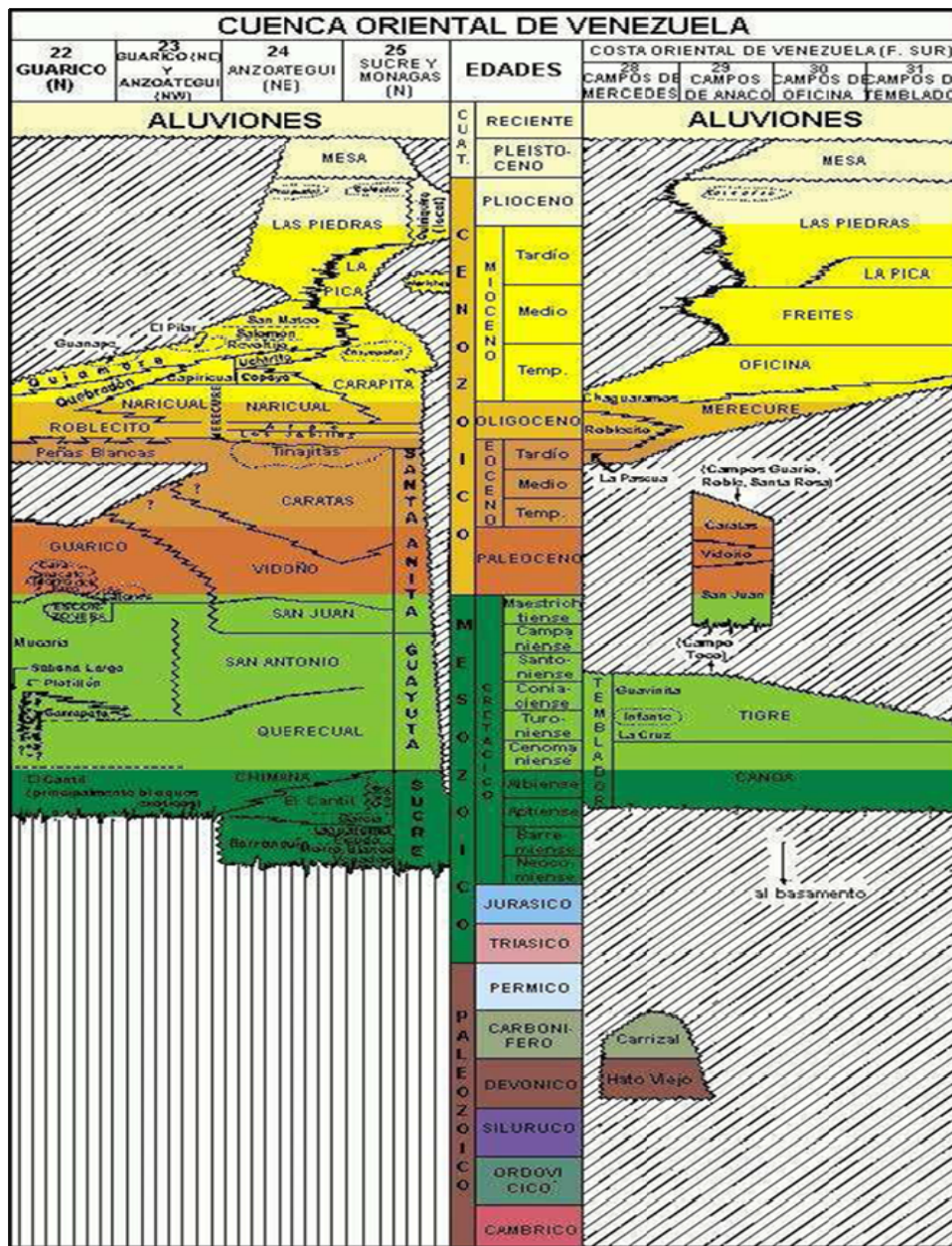


Figura 2.20 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Fuente: <http://pdv.com/lexico/oriente>

2.5.1 Subcuenca de Maturín

La zona de estudio se encuentra ubicada en la parte central de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la Subcuenca de Maturín, de rumbo N50-60°E, el flanco sur está apoyado sobre el basamento de rocas del Escudo de Guayana y se caracteriza por un

régimen tectónico extensivo. El flanco norte se caracteriza por la presencia de estructuras compresivas (Figura 2.21), las cuales se asocian a la transcolisión oblicua de la Placa de Caribe con la Placa Suramericana en el Oligoceno (Yoris y Ostos, 1997).

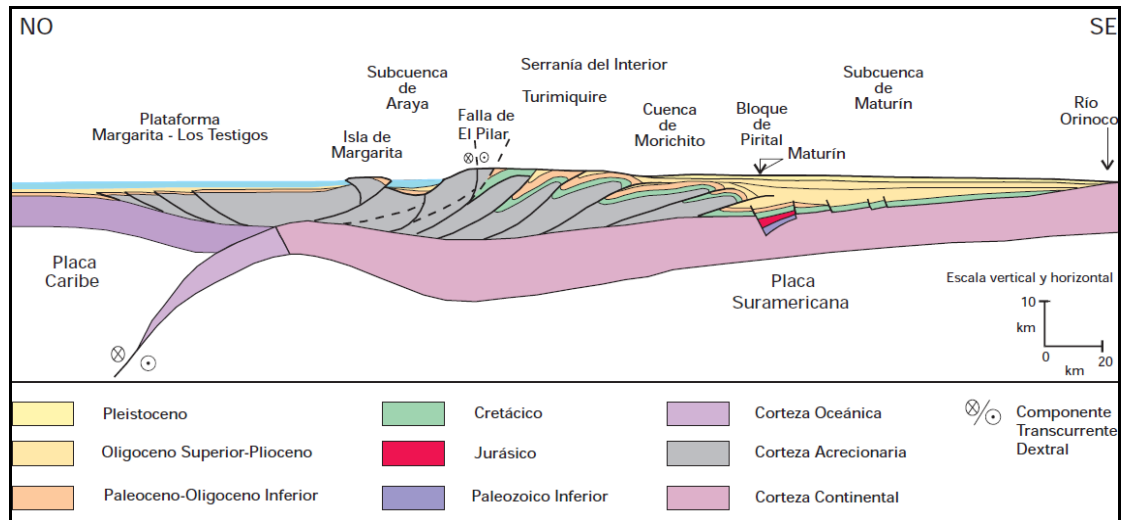


Figura 2.21 Estilo estructural regional del flanco norte de la Subcuenca de Maturín

Fuente: Yoris y Ostos, 1997

El origen de la Subcuenca, puede ser explicado por la sobrecarga de cabalgamientos encima del Escudo de Guayana, lo cual dio como diferencia en la compensación isostática produciendo el arqueamiento hacia el norte de la Placa Suramericana.

El bloque autóctono limita al norte por el Corrimiento de Pirital y al sur con el Río Orinoco (Figura 2.21). En ese bloque se encuentran dos provincias, una compresiva que abarca el área del norte de Monagas, donde se desarrolla un sistema de fallas inversas, corrimientos y cabalgamientos. Y una extensiva que comprende el área mayor de Oficina, con fallas normales al rumbo, aproximado este-oeste y buzamientos norte-sur (Mendoza, 2005).

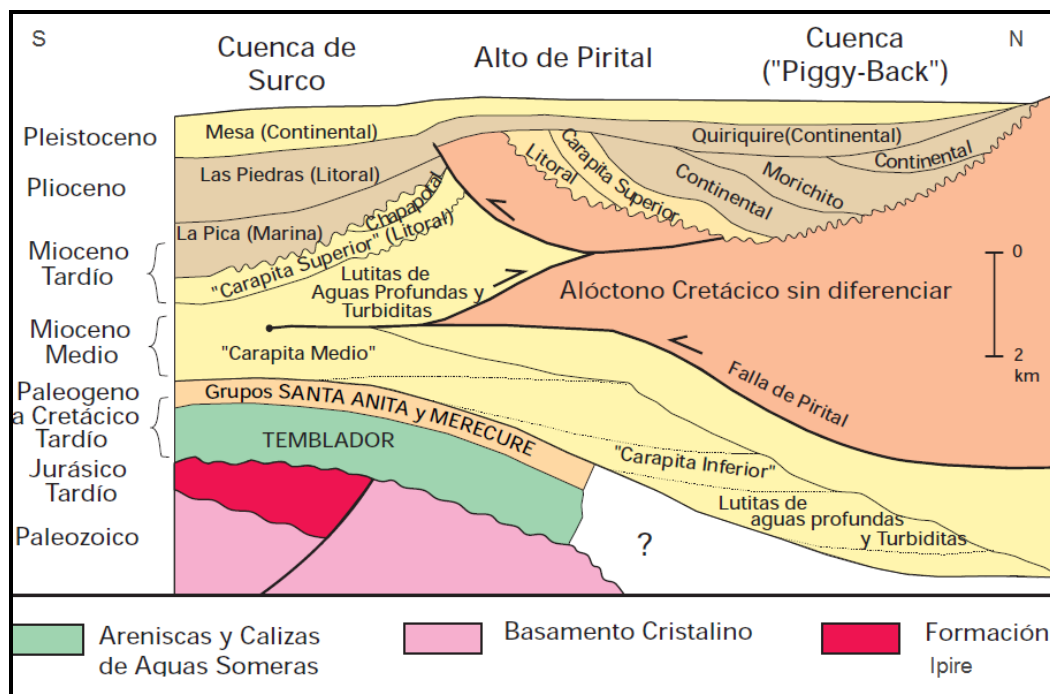


Figura 2.22 Unidades-Tectono-Estratigráficas en el Flanco Norte de la Subcuenca de Maturín
Fuente: Yoris y Ostos, 1997

En la Figura 2.22 se demuestra la sección estructural mostrando las unidades tectono-estratigráficas en el flanco norte de la Subcuenca de Maturín, ilustrando las complejas relaciones tectónicas y estratigráficas de las unidades sedimentarias que constituyen los equivalentes verticales y laterales de la Formación Carapita en el subsuelo; mientras se depositaban sedimentos en ambientes profundos de surco al sur, al norte del Alto de Pirital se desarrolló una cuenca tipo "Piggy-Back" con ambientes someros y continentales (modificado de Roure et al., 1994). El Grupo Santa Anita incluye las Formaciones San Juan, Vidoño y Caratas.

Mendoza (2005), deduce que los yacimientos más importantes son de edad terciaria, con los campos al norte de Monagas, Formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. Los principales campos petrolíferos de oeste a este y en el norte de Monagas son los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocuál, Boquerón, Quiriquire y Pedernales.

Las acumulaciones de hidrocarburos se encuentran principalmente en el subsuelo de los llanos de Anzoátegui y Monagas. Las rocas receptoras gasíferas y petrolíferas

están formadas en su totalidad por arenas de origen fluvio-deltaico y marino litoral. Las espesas secuencias de areniscas están separadas por intervalos regulares de lutitas y lignitos, que sirven de guías de correlación. El mayor volumen de petróleo probado *in situ* se encuentra en el Área Mayor de Anaco (AMA) y el Área Mayor de Oficina al mismo tiempo constituyen el sector de mayor extensión sometidos a la explotación petrolífera en la Cuenca Oriental de Venezuela.

Las trampas del Área Mayor de Oficina y del Área Mayor de Temblador se comenzaron a formar durante el Oligoceno como consecuencia de una migración hacia el Este del levantamiento periférico del “foreland” durante una rápida subsidencia del margen pasivo de la Subcuenca de Maturín. También ocurrieron entrapamientos por cierre de anticlinales en el Área Mayor de Anaco y de El Furrial-Quiriquire, así como también en domos fallados. Las trampas asociadas a corrimientos en el Área Mayor de Anaco, comenzaron a originarse durante el Oligoceno Tardío y se continuaron hasta el Plioceno y entonces fue que se formaron los campos gigantes del trend El Furrial-Quiriquire (Mendoza, 2005).

2.6 GEOLOGIA LOCAL

Las características geológicas que se describen a continuación corresponden al área en estudio, que se encuentra específicamente en el Área Mayor de Anaco (AMA) y el Área Mayor de Oficina (AMO).

❖ Características estructurales

El elemento estructural más importante del área de estudio es el Corrimiento de Anaco. Esta falla tiene una longitud de 85 km, desde el Campo El Toco hasta el Campo La Ceiba. Su rumbo es N50E y el buzamiento promedio es de 45° al noroeste. En el lado norte del corrimiento se encuentran el domo El Toco, el domo alargado de Santa Ana que presenta cuatro culminaciones dómicas menores, en el campo San Joaquín se encuentran tres culminaciones dómicas y un declive al noreste en el campo Guarío, más al noreste se emplaza el domo de Santa Rosa. Estas culminaciones dómicas alcanzan buzamientos entre 25-27° en el flanco sur en contraste con sólo 2-5° en el flanco norte particularmente en el campo El Roble. El desplazamiento de esta falla decrece de este a oeste, desde 7000 pies en Santa Rosa hasta 700 pies en Santa Ana. A través de las secciones sísmicas se puede determinar que el Corrimiento de Anaco se propagó al mismo tiempo de la formación de la serie de domos. Por otra parte, se pueden delinear un conjunto de fallas normales de ajuste producto de dos compresiones importantes ocurridas durante el Mioceno, evidenciado en los mapas estructurales en profundidad (Figura 2.23).

Tomando en cuenta todas estas características se interpreta una relación existente entre el pliegue y el Corrimiento de Anaco como una estructura de tipo “Fault propagation fold” (PDVSA Gas, 2006).

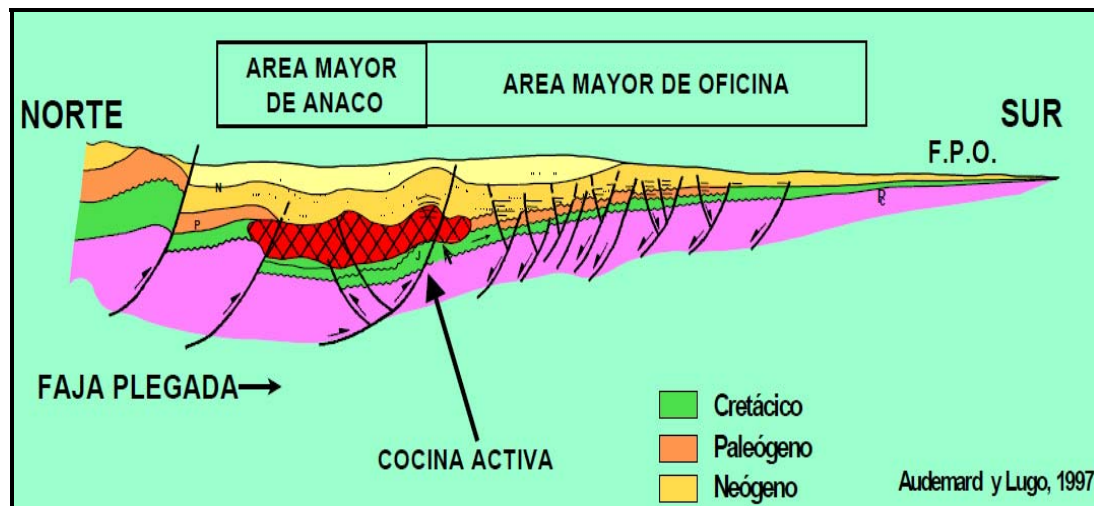


Figura 2.23 Sección Norte–Sur. Área Mayor Anaco y Área Mayor Oficina
Fuente: Audemard *et al* 1997

❖ Características Sedimentológicas

- Área Mayor de Anaco (AMA)

Las formaciones productoras por excelencia en el Área de Anaco son la Formación Merecure y la Formación Oficina y en menor proporción las formaciones San Juan y San Antonio, estas últimas depositadas en el cretáceo. La Formación Merecure es esencialmente arenosa. Se calcula que aproximadamente el 50% de la formación consiste en arenas lenticulares. Esta formación muestra más de 19 arenas productoras diferenciadas algunas de ellas coalescentes. Los espesores disminuyen hacia el sur. En la Ceiba se alcanzan unos 2.200 pies de espesor, en Santa Rosa varían alrededor de 1.700 pies, en San Joaquín y Santa Ana alrededor de 1.600 pies y en el Toco son del orden de 1.750 pies.

Los crudos son livianos, en casi totalidad parafínicos y algunos condensados. La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas dulces a salobres. El ambiente es variable de lagunas y aguas salobres a marinas. El ambiente es típico de clásticos basales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas y, en posición más distal, por condiciones deltaicas. Las areniscas se orientan preferencialmente en sentido aproximadamente norte-sur.

Estratigráficamente por encima de la Formación Merecure, en el Área Mayor de Anaco, se encuentra la Formación Oficina. Una secuencia de arena y lutitas interlaminadas e intercaladas. Se calcula que las arenas representan el 30% de la formación y están distribuidas en todo el espesor de la misma como capas individualizadas y separadas entre sí por intervalos de lutitas y limolitas.

En la parte basal de la formación se depositó en aguas de baja salinidad, en la parte media predominan intercalaciones de ambientes marinos poco profundos a salobres hacia el tope, de ambientes salobres a continentales. Las trampas son de tipo mixta debido esencialmente a la lenticularidad de las arenas. Son características las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico - glauconíticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito.

Se considera que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Esta formación tiene un espesor de hasta unos 5.200 pies en Mapiri, 8.500 pies en San Joaquín, dicho espesamiento se debe al aumento de los espesores lutíticos. El engrosamiento de la Formación Oficina ocurre en sentido noreste siguiendo el alineamiento de Anaco. El espesor máximo se ubica en Santa Rosa donde se alcanzan hasta 11.000 pies. Este engrosamiento se explica por la posición del eje de la cuenca, su inclinación hacia el este y la oblicuidad del corrimiento respecto a este eje.

En la Figura 2.24 se observa la columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco, con las edades a las que pertenece y su respectiva descripción litológica.

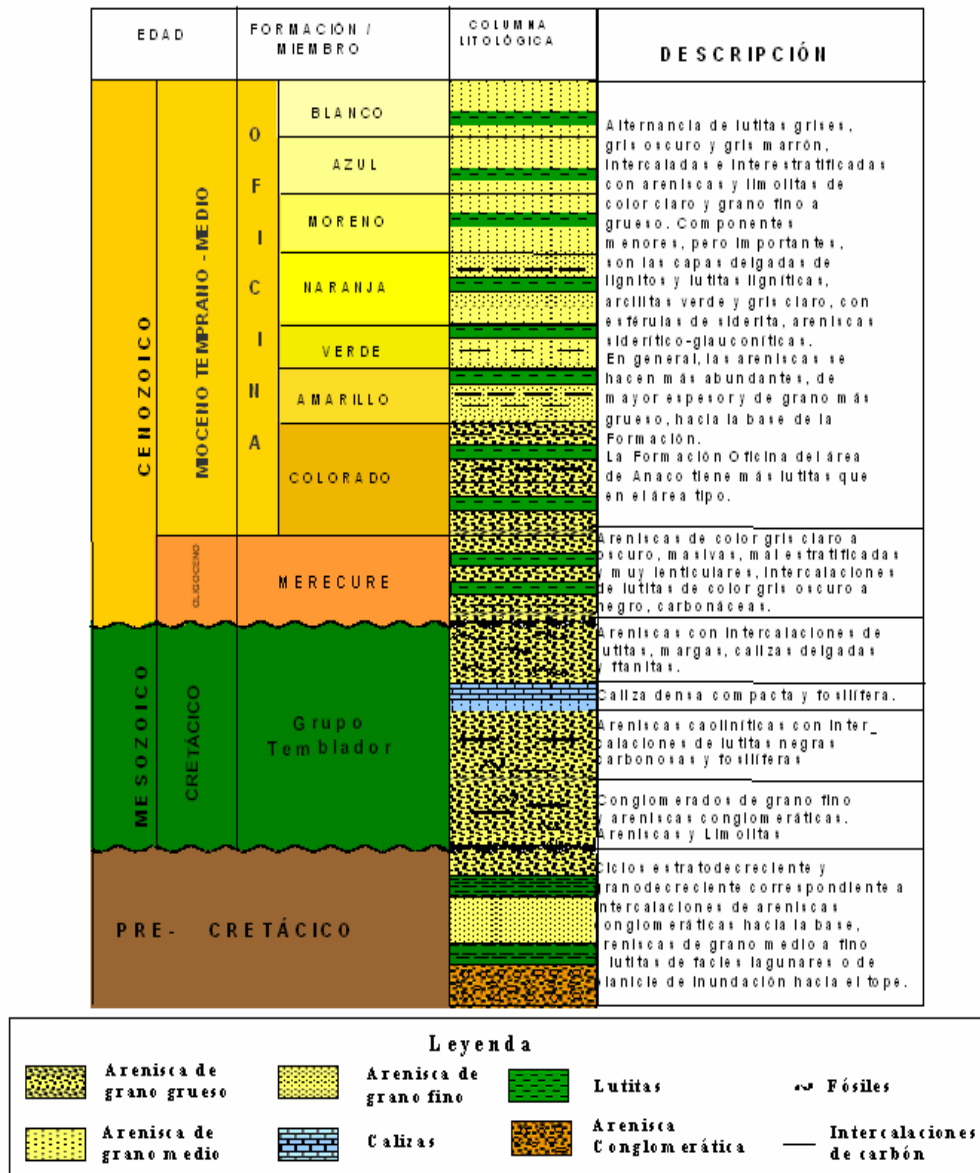


Figura 2.24 Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco
Fuente: Peña, 2007

Por razones de conveniencia para los estudios estratigráficos, la Formación Oficina ha sido dividida en el Área Mayor de Anaco en siete intervalos, denominados originalmente en razón de las combinaciones de minerales pesados que contienen, y definidos para la correlación por características de perforación, perfiles eléctricos y paleontología. El orden estratigráfico, desde el más antiguo al más reciente, fue designado informalmente con los nombres de los siguientes Miembros: Colorado, Amarillo, Verde, Naranja, Moreno, Azul y Blanco (PDVSA Gas, 2006).

- Miembro Colorado: es el miembro inferior de la Formación Oficina donde predominan arenas hacia el tope, en alternancia con algunos lignitos y se hace más lutítico hacia la base.

- Miembro Amarillo: posee características similares a las del Miembro Verde, pero disminuye la proporción de limolitas.

- Miembro Verde: predominan lutitas marrones a grises, homogéneas, de dureza media y tendencia laminar, limolitas arcillosas y algo de pirita.

- Miembro Naranja: arcillas poco consolidadas en el tope y que se hacen más compactas en la base, dando lugar a lutitas marrón claro y oscuro, laminares y algo calcáreas, existen también limolitas marrones y beige.

- Miembro Moreno: arcillas poco consolidadas, con abundantes niveles de lignitos a lo largo de todo el miembro, con transición a lutitas carbonáceas poco duras, algunos niveles de areniscas blancas transparentes y verdosas, bien seleccionadas, calcáreas y glauconíticas.

- Miembro Azul: compuesto casi exclusivamente por arcillas poco consolidadas, plásticas de tonos verdosos y marrones claros. Presenta algunas arenas con microfósiles hacia la base.

- Miembro Blanco: conformado por arcillas poco consolidadas de color verdoso y marrón claro, presentando algunas arenas hacia la base.

Los cuatro miembros inferiores son los productores principales de San Joaquín-Guario y Santa Rosa. El espesor aumenta de 8.250' en El Toco hasta 11.600' (reconstruido) en Santa Rosa; aumento que se explica por la posición respecto al eje de la cuenca, su inclinación hacia el este y la oblicuidad del alineamiento de Anaco respecto al eje.

- Área Mayor de Oficina (AMO)

El Área Mayor de Oficina está separada al noroeste del Área Mayor de Anaco por el Corrimiento de Anaco. La estratigrafía del Área Mayor Oficina, corresponde de más antiguo a más joven por un basamento Precámbrico (formado por granitos gnéisicos, tonalitas gneisica, esquistos cuarcíticos filitas) y sobre él discordantemente se tienen las formaciones Hato Viejo y Carrizal (Paleozoico), seguida discordantemente encima por el Grupo Temblador (Cretácico Medio) y discordantemente arriba las formaciones Merecure (Oligoceno) y Oficina (Oligo-Mioceno) (Figura 2.25) (PDVSA Gas, 2006).

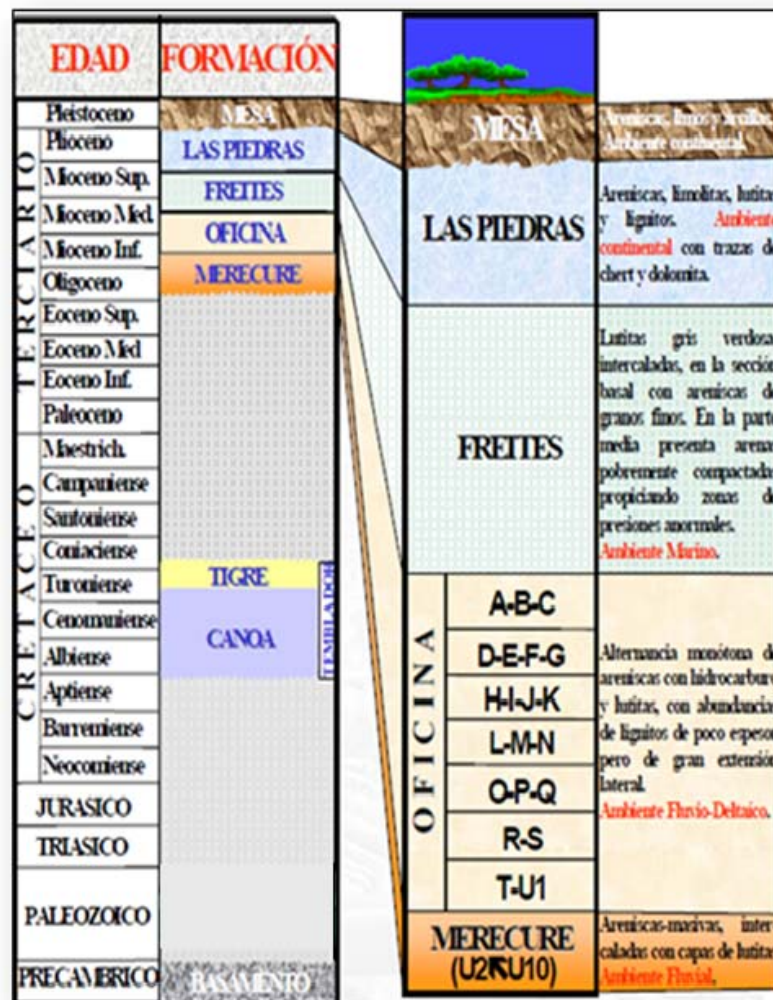


Figura 2.25 Columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina
 Fuente: PDVSA Gas, 2006

• Formación Oficina

La Formación Oficina ha sido reconocida en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas, formando parte de las unidades de la cuenca oriental. Aflora en la superficie de los domos de Santa Ana y San Joaquín y en las cercanías del campo Cerro Pelado.

Hedberg *et al.* (op. cit.), describen la Formación Oficina como "una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y calizas delgadas con estructuras como en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. Muchas de las areniscas pueden ser llamadas asperones, otras son conglomeráticos, con guijarros de cuarzo y ftanita. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación. Un conjunto de minerales pesados granate-cloritoide, caracteriza la formación en la parte occidental del área mayor de Oficina; sin embargo, el cloritoide disminuye con la profundidad y hacia el este, y así en la parte oriental del área mayor de Oficina, este conjunto granate-cloritoide es reemplazado por el conjunto granate-estauroлита con abundante ilmenita".

La Formación Oficina del área de Anaco tiene más lutitas que en el área tipo (Funkhouser *et al.*; op. cit.). Las características y naturaleza sedimentaria de las arenas de Oficina, han sido descritas y analizadas por Passega (1953, 1954), Probst (1953), Passega et al. (1958) y Alberding *et al.* (1958). Banks (1958) indicó que los lignitos constituyen un elemento característico de la unidad, alcanzando un promedio de 2% del volumen total en Anzoátegui central. El número de las capas de carbón varía desde 75 en el área mayor de Oficina, hasta 120 en el área de Anaco.

En el área tipo, el espesor de la Formación Oficina varía de 2000 a 4000' (Hedberg *et al.*, op. cit.). En los campos de Anaco varía entre 7.800 y 10.600' (Funkhouser *et al.*, op. cit.). Según González de Juana *et al.* (1980, op. cit.), el espesor de la Formación Oficina aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje: 220-275 m en Temblador, 600 a más de 1400 m en el área mayor de Oficina, más de 2000 m en Anaco y unos 1000 m en Anzoátegui nororiental.

El contacto inferior de la formación puede ser discordante sobre unidades cretácicas (Hedberg *et al.*, op. cit.) o más antiguas (Audemar *et al.*, op. cit.), así como también, concordante sobre la Formación Merecure (Funkhouser *et al.*, op. cit.). Arnstein *et al.* (op. cit.) Reconocen en el pozo SFV-9, al sur del corrimiento de Anaco, la existencia de una discordancia dentro de un intervalo asignado a la Formación Oficina; consideran que dicha discordancia, separa dos ciclos sedimentarios diferentes representativos del Mioceno medio y del Oligoceno; proponen, además, que la Formación Oficina descansa concordantemente sobre la Formación Merecure en los pozos Mata 11-14 y Mata 5-174 de la Subcuenca de Maturín.

El contacto superior de la Formación Oficina con la Formación Freites, ha sido definido como concordante, por la mayoría de los autores. Campos *et al.* (op. cit.) proponen que en el campo Quiamare, la Formación Oficina subyace concordantemente a la Formación Quiamare; en el campo de Cerro Pelado está discordante bajo la Formación Las Piedras, mientras que en la mayor parte del área de Anaco, su tope es concordante con la base de la Formación Freites. La Formación Oficina pasa lateralmente a la Formación Carapita y a la parte media y superior de la Formación Chaguaramas (González de Juana *et al.*, op. cit., 1980).

Para Hedberg *et al.* (1947), los paleoambientes, se inicia en condiciones de aguas dulces o salobres, continuando con repetidas alternancias de ambientes marinos someros, salobres y pantanosos; en general, las condiciones se hacen más marinas de oeste a este y de sur a norte. Funkhouser *et al.* (1948, Passega (1953, 1954), Probst (1953), Passega *et al.* (1958) y Alberding *et al.* (1958), concuerdan con dichas

condiciones de sedimentación. González de Juana et al. (1980) y Méndez (1985), consideran que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Campos *et al.* (1985) establecen que la Formación Oficina del norte del corrimiento de Anaco, se acumuló en condiciones marinas marginales a neríticas, con una mayor influencia marina en la parte media. Para Audemar *et al.* (1985) la parte inferior de la Formación Oficina se inicia con una progradación (relleno de paleotopografía) seguida por una transgresión (sistema playa-isla de barrera); la formación termina con la instalación de un delta progradante. Para Campos *et al.* (1988), el ambiente sedimentario de la llamada Formación Oficina en el norte del área mayor de Oficina, puede resumirse como repeticiones de ciclos caracterizados por transgresiones marinas, asociadas a caídas del nivel del mar, y progradaciones de la plataforma.

Económicamente, las arenas de la Formación Oficina, constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos de la cuenca oriental. Las lutitas de la unidad han sido consideradas por algunos autores, como posible roca generadora de hidrocarburos (Hedberg, 1950; Méndez, 1985).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se discute el tipo de diseño de investigación, el universo o población estudiada, la muestra utilizada y como fue seleccionada, así como también, las técnicas y herramientas de informática empleadas para la obtención de los datos y todo lo referente a la recopilación, presentación y análisis de la información.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La metodología empleada en el desarrollo de este trabajo según la naturaleza de los objetivos y el nivel de conocimiento que se desea alcanzar, se puede calificar como una investigación del tipo descriptiva.

De acuerdo con Hernández *et al* (2006), los estudios descriptivos son aquellos que buscan especificar las propiedades más importantes de personas, grupos, comunidades, objetos o cualquier otro fenómeno sometido a la investigación; midiendo diversos aspectos o dimensiones del evento investigado.

Conforme al concepto citado, se estipula la naturaleza descriptiva de este trabajo, ya que la descripción de la situación actual de los campos Santa Rosa, Zapatos y Mata R, así como la revisión detallada de cada uno de ellos, constituyen la base y el punto de partida para el desarrollo del presente trabajo.

3.1.1 Diseño de la investigación

Con lo anteriormente expuesto y según el tipo de problema que se estudia en este trabajo de investigación, se estableció para el mismo un diseño de investigación no experimental, de carácter transversal descriptivo. Para Tamayo y Tamayo (2001), la investigación no experimental es aquella donde no se manipulan ni se controlan las variables. Sólo se describen, se registran y se interpreta la naturaleza de las variables. Por otra parte, según Hernández *et al* (2006), los diseños transeccionales descriptivos

“tienen como objetivo indagar la incidencia y los valores en que se manifiestan una o más variables (dentro del enfoque cuantitativo) y proporcionar su descripción”.

3.1.2 Unidad de análisis

La unidad de análisis de este trabajo especial de grado, está constituida por el dióxido de carbono que será separado del gas natural en las futuras plantas de procesamiento de gas de extracción profunda Soto (módulos Soto I y Soto II) y Etano San Joaquín, para ser luego visualizado como un proyecto de inyección de CO₂ en el subsuelo.

3.1.3 Técnicas de recolección de datos

Para tal efecto en el presente desarrollo se emplearon como técnicas la observación no participante, la revisión documental de diversos textos y trabajos realizados en el marco de la investigación, y como herramientas se usaron entrevistas no estructuradas a diversos expertos en la materia y el uso de programas computarizados especiales, tales como el software Interactive Petrophysics de Schlumberger y el software ArcGIS.

- Observación no participante

Según Ferrer (1993), es la observación pasiva del investigador, es decir, el investigador tiene contacto con la comunidad, hecho o grupo objeto de estudio, sin participar directamente en el proceso observado; así mismo se parte de que los datos utilizados para este estudio ya han sido recopilados en trabajos de campo y estudios efectuados anteriormente.

- Análisis o revisión documental

Hurtado (2000), lo define como una técnica en la cual se recurre a información escrita, ya sea bajo la forma de datos que pueden haber sido producto de mediciones hechas por otros, o como textos que en sí mismos constituyen los eventos de estudio. Por otra parte, Bavaresco (2001), considera que es casi imposible que un estudio escrito carezca del soporte documental, pues conviene siempre revisar lo que ha

ocurrido o acontecido en diferentes lugares y tiempo, tanto con las mismas variables o con diferentes; de estudios de reputados autores, artículos científicos o experimentos inéditos (sin publicar).

En ese sentido, en el presente trabajo se consultaron diversas bibliografías relacionadas con el tema de Captura y Almacenamiento de CO₂, entre los que cabe mencionar: revistas científicas, tesis de pregrado y postgrado, informes técnicos generados por PDVSA, manuales para el estudio integrado de yacimientos, con el objeto de conocer los antecedentes del tema investigado y a su vez sustentar el marco teórico.

- Entrevista no estructurada

Según el grado de elaboración de las preguntas, las entrevistas pueden ser estructuradas o no estructuradas, siendo definida esta última por Hurtado (2002), como aquella que consiste en formular preguntas de manera libre, con base a las respuestas que va dando el interrogado, sin existir estandarización del formulario y pudiendo variar las preguntas de un interrogado a otro.

El resultado de procedimientos efectivos y concordantes de la actual investigación se apoyó en numerosas entrevistas no estructuradas y focalizadas a diversos especialistas en el área de la geología y petróleo, que de manera verbal brindaron aportes relevantes basados en experiencias vividas, centrando el interrogatorio en una lista de temas y puntos importantes.

- Sistema operativo computacional de registros de pozos

En esta investigación se emplea el software Interactive Petrophysics, el cual se caracteriza por ser un programa de interpretación rápida para el geólogo y afines, ofreciendo al usuario herramientas para ejecutar una interpretación rápida o de control de calidad de los datos obtenidos de los registros petrofísicos de los pozos. En esta investigación se realizó la interpretación de los registros de los pozos seleccionados por medio de este programa con el objetivo de evaluar las arenas

seleccionadas al igual que su porosidad, permeabilidad, saturación de agua, entre otras.

- Sistema operativo computacional de información geográfica

El **ArcGIS** es un sistema operativo fabricado por ESRI (*Environmental Systems Research Institute*) empresa Estadounidense fundada por Jack Dangermond en 1969 que en sus inicios se dedicaba a trabajos de consultoría del territorio. Actualmente desarrolla y comercializa software para Sistemas de Información Geográfica (SIG) y es una de las compañías líderes en el sector a nivel mundial.

El ArcGIS es un sistema de información geográfica integrado que consiste en tres partes claves:

- El *software* ArcGIS Desktop es un conjunto integrado de aplicaciones SIG avanzadas.
- El ArcSDE™ Gateway es una interfaz para administrar las *geodatabase* (forma corta para base de datos geográfica) en un sistema de administración de bases de datos (DBMS).
- 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 un *desktop* individual o pueden ser distribuidas en una red de computadores heterogénea de estaciones de trabajo y de servidores. Los usuarios pueden organizar varias partes de este sistema para implementar un SIG de cualquier tamaño desde un sistema de usuario individual hasta grupos de trabajo y departamentos en empresas grandes, y sistemas SIG para la comunidad global.

ArcGIS usa modelos de datos inteligentes SIG para representar la geografía y proporciona todas las herramientas necesarias para crear y trabajar con datos geográficos. Incluye herramientas para todas las actividades SIG: edición y

automatización de datos, mapeo y actividades basadas en mapas, administración de datos, análisis geográfico y organización de datos y aplicaciones para Internet.

ArcGIS tiene un modelo de datos geográficos de muy alto nivel para representar información espacial tal como objetos, *raster* y otro tipo de datos. ArcGIS es capaz de soportar una implementación del modelo de datos tanto para los sistemas de archivos como para los DBMS. Los modelos basados en archivos incluyen conjuntos de datos SIG tales como coberturas, *shapefile*, *grid*, imágenes y redes de triángulos irregulares (TIN). El modelo de geodatabase administra los mismos tipos de información geográfica en un DBMS, proporcionando muchos de los beneficios de administración de datos ofrecidos por un DBMS.

Tanto los modelos de datos fundamentados en archivos como los DBMS, basados en el modelo de *geodatabase* definen un modelo genérico para la información geográfica. Este modelo genérico se puede usar para definir y trabajar con una gran variedad de diferentes modelos específicos de usuarios o aplicaciones. Al definir e implementar el comportamiento de un modelo genérico de datos geográficos, ArcGIS proporciona una potente plataforma para cualquier aplicación SIG.

ArcGIS Desktop

El ArcGIS Desktop es un conjunto de aplicaciones integradas: ArcMap, ArcCatalog y ArcToolbox. Usando estas tres aplicaciones juntas, es posible realizar cualquier tarea SIG, desde una simple hasta una muy avanzada, incluyendo mapeo, administración de datos, análisis geográficos, edición de datos y geoprocésamiento. Además, ArcGIS permite tener acceso a abundantes recursos y datos espaciales disponibles en Internet a través de los servicios de ArcIMS.

ArcMap

ArcMap es la aplicación central del ArcGIS Desktop. Es la aplicación SIG usada para todas las actividades basadas en mapeo, incluyendo cartografía, análisis de mapas y edición. Los mapas tienen un diseño de página que contiene una ventana geográfica,

o una vista con una serie de capas, leyendas, barras de escalas, flechas indicando el norte y otros elementos.

ArcMap ofrece diferentes formas de ver un mapa: una vista de datos geográficos y una vista de diseño, en la cual se puede desempeñar un gran rango de tareas avanzadas SIG.

Para este trabajo especial de grado se utilizara la versión ArcGIS 9.1 para realizar mapas isópacos-estructurales, los cuales serán tomados como base para calcular el área total de las arenas.

A continuación se presenta un diagrama de flujo con la metodología empleada para desarrollar el presente trabajo (Figura 3.1).

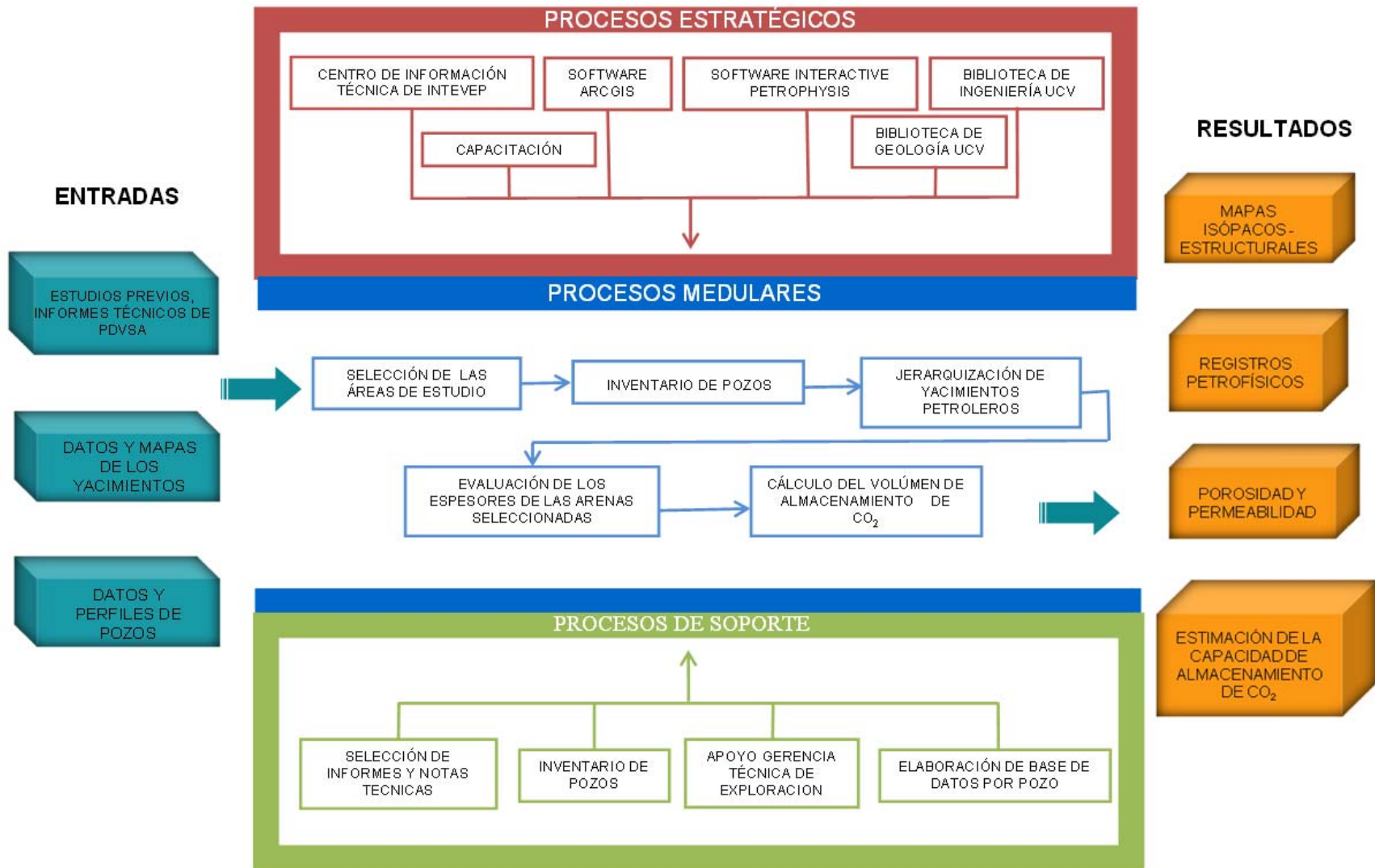


Figura 3.1 Diagrama de flujo con los pasos a utilizar para la realización de un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂
Realizado por: Caballero (2010)

3.2 PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

A fin de cumplir con los objetivos planteados en este trabajo, a continuación se presenta el procedimiento empleado en el desarrollo de la misma.

3.2.1 Revisión bibliográfica

Para dar cumplimiento a este objetivo, se efectuó una extensa revisión bibliográfica de los diferentes aspectos técnicos que se deben considerar en un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂.

En ese sentido, se consultaron bibliografías sobre inyección y almacenamiento subterráneo de CO₂ tales como manuales para el estudio integrado de yacimientos e informes generales de PDVSA, así como también, se recopiló información geológica y estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela y a escala local del Área Mayor de Anaco (AMA) y Área Mayor de Oficia (AMO).

Además se elaboró una matriz con los proyectos que existen actualmente a nivel mundial relacionados con el almacenamiento geológico de CO₂, (Anexo A) sirviendo como base para la realización del presente trabajo, donde se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

- Identificación del proyecto
- Aspectos generales del campo
- Aspectos técnicos - geológicos
- Capacidad de almacenamiento de CO₂

Adicionalmente se realizaron entrevistas no estructuradas a los diferentes geólogos e ingenieros de Intevep, los cuales ejecutan trabajos referentes a dichas actividades.

3.2.2 Metodología de selección de yacimientos

Para seleccionar yacimientos candidatos para el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, se tomaron como premisa los siguientes aspectos:

- Distancia entre las plantas de procesamiento de gas y los yacimientos
- Profundidad del yacimiento
- Roca Almacén y Roca Sello
- Posibilidad de recuperación de reservas de gas condensado al igual que de petróleo liviano o condensado
- Espesor/ área del yacimiento
- Porosidad y permeabilidad

Además, para la clasificación se tomó en cuenta la disponibilidad de información que teníamos de cada pozo, empezando por la base de datos que presentaba cada uno, imágenes Tiff, registros petrofísicos y mapas base de los campos de estudio. La información fue proporcionada por el Centro de Documentación Geológica (CDG) de PDVSA Guaraguao, Puerto La Cruz, los archivos del Departamento de Estudios Integrados de Anaco e igualmente mediante una extensa revisión bibliográfica.

De tal manera, se realizó una tabla con la información requerida para todos los yacimientos, utilizando esta base de datos se creó otra más reducida donde sólo se incluyeron aquellos yacimientos con la siguiente data: mapas del yacimiento y registros petrofísicos, tales como:

- Rayos Gamma
- Resistividad
- Potencial Espontáneo
- Conductividad
- Caliper
- Densidad
- Porosidad Neutrón

Con base en lo mencionado anteriormente, la Tabla 3.1 muestra un ejemplo de los parámetros petrofísicos que se consideran para la selección de un pozo.

Tabla 3.1 Parámetros petrofísicos para la selección de pozos.

Campos	Pozos	Profundidad (pies)		Rayos Gamma (GR)	Potencial Espontáneo (SP)	Resistividad	Conductividad	Densidad	Porosidad Neutrón
		Min.	Max.						
Santa Rosa	RG-56	8657	12896	X	X		X	X	X

Realizado por: Caballero (2010)

3.2.3 Evaluación de las arenas netas de los yacimientos

Para calcular los espesores de las arenas seleccionadas, se empleó la herramienta informática Interactive Petrophysics (IP) de Schulmberger, con la cual fue posible elaborar, analizar y evaluar los perfiles de pozos, que fueron proporcionados en archivos *.las, destacando en cada uno de ellos, la siguiente información: rayos gamma, potencial espontáneo, conductividad y resistividad.

Así mismo, con la interpretación petrofísica se calculó en cada uno de los pozos seleccionados, valores de porosidad, permeabilidad, volumen arcilloso, entre otros, siendo estos parámetros importantes para estimar la capacidad de almacenamiento de CO₂ en cada yacimiento.

En la Figura 3.2, se presenta el esquema metodológico llevado a cabo para la elaboración de los registros petrofísicos, que tendrá como resultado los espesores de las arenas netas de los campos seleccionados con la finalidad de conocer la capacidad de almacenamiento de CO₂ de cada uno.

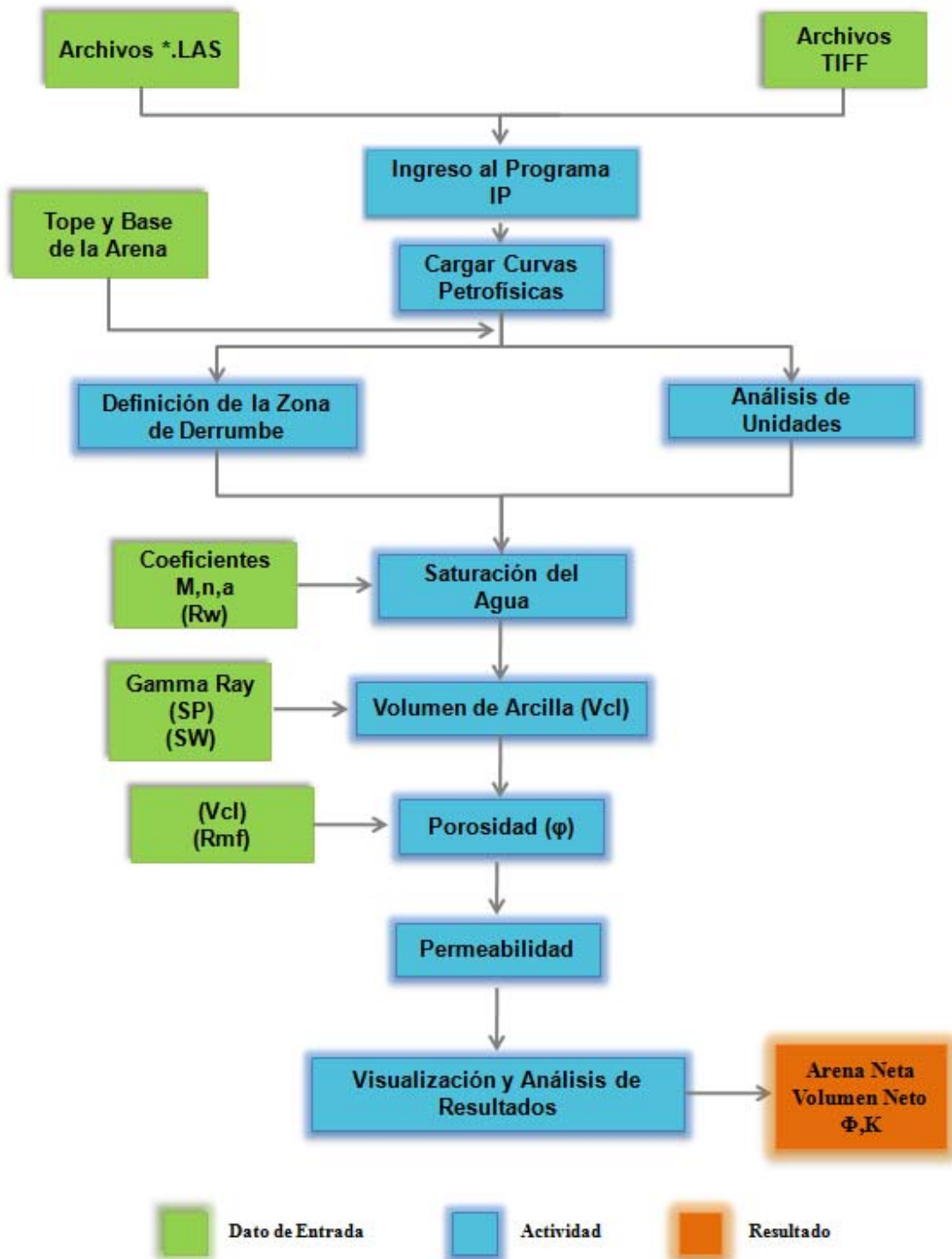


Figura 3.2 Esquema Metodológico para la elaboración y evaluación de registros petrofísicos a través del Programa IP de Schlumberger utilizado para el cálculo de los espesores netos de las arenas seleccionadas.

Realizado por: Caballero (2010)

3.2.4 Cálculo del área total

Para determinar el área total de los yacimientos seleccionados, se tomó como base los mapas isópaco-estructurales de los mismos, estos mapas fueron entregados en formato *.dwg (extensión de Autocad), luego se convirtieron en formato *.shapefile (extensión de ArcMap), a través del programa editor de imágenes *Canvas* versión 11.0, el cual permitió separar las líneas estructurales e isópacas, seguidamente con el programa ArcGIS versión 9.1 se generan mapas isópacos-estructurales por cada yacimiento, así mismo se resaltaron los pozos de estudio.

De tal manera, se evaluaron y editaron los mapas isópacos-estructurales con la finalidad de obtener los espesores de la capa de arena y el área total de cada yacimiento, calculados a través del instrumento digital ArcGIS versión 9.1. Posteriormente con estos resultados, se calcularon los volúmenes de los yacimientos disponibles para el almacenamiento de CO₂.

En la siguiente Figura 3.3, se observan la digitalización de los mapas Isopaco-Estructurales a través del software ArcGIS.

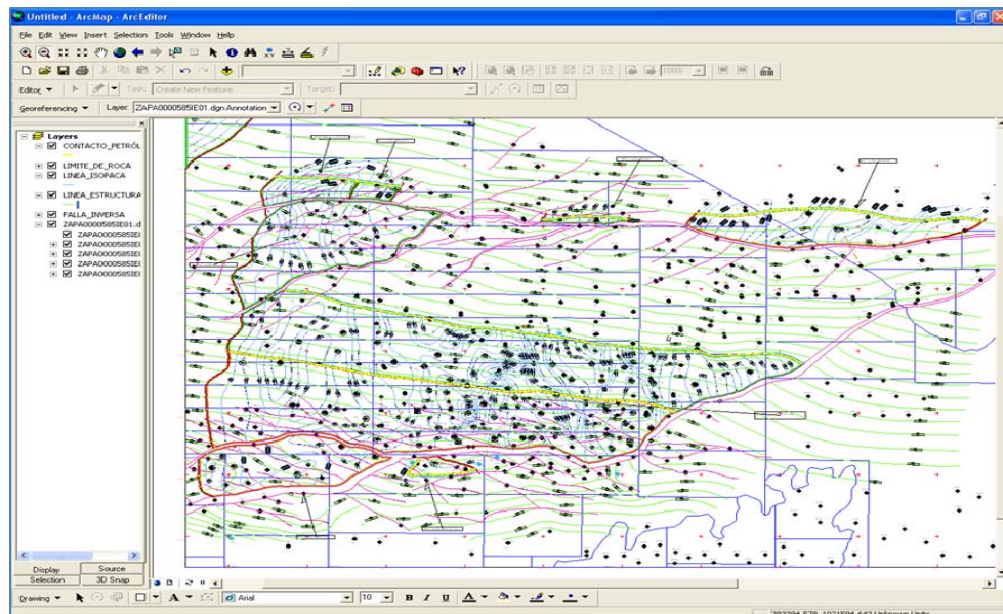


Figura 3.3 Imagen representativa de mapas isopacos-estructurales generados por el software ArcGIS

Fuente: Herramienta informática ArcGIS

3.2.5. Estimación de la capacidad de almacenamiento de geológico de CO₂

Con el propósito de disponer de una estimación cuantitativa de la capacidad de almacenamiento de cada uno de los yacimientos seleccionados, se tomó en cuenta la metodología utilizada por el Centro Australiano de Investigación Cooperativa Tecnológica de Gases de Efecto Invernadero (Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies, CO2CRC, 2008), donde se consideran factores tanto tecno-económicos como recursos del almacenamiento, basándose en parámetros que den un resultado eficaz al momento de realizar un proceso de almacenamiento geológico de CO₂.

La metodología empleada por este instituto para el almacenamiento geológico de CO₂ se muestra en la jerarquización grafica a continuación.

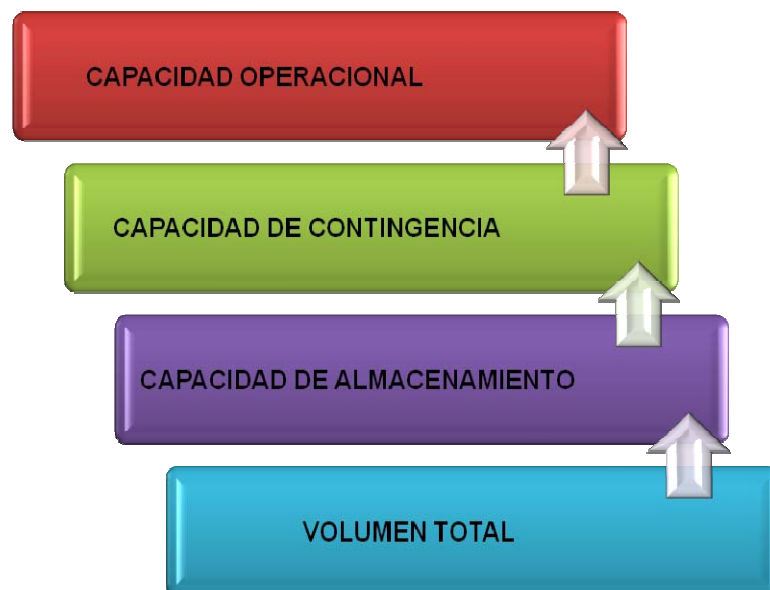


Figura 3.4 Diagrama de los parámetros que se consideran en el almacenamiento de CO₂
Fuente: Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies, 2008

Sin embargo, para el presente trabajo solo se estimaran los dos primeros renglones de forma ascendente de la pirámide, como es el caso del volumen total de la roca, y con ello se estimara la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ para los yacimientos seleccionados.

Métodos utilizados para el cálculo de la capacidad de almacenamiento del CO₂

Para efectos de este trabajo especial de grado, se plantearon dos escenarios posibles para calcular la capacidad prospectiva de almacenamiento, entre los cuales se presentan:

- Método A:

Para este caso se va a utilizar como herramienta principal, los mapas isópacos-estructurales, de los cuales se obtiene el volumen de la roca calculado como el producto entre el área total del yacimiento y el espesor del mismo, siendo este el primer paso a considerar según los parámetros establecidos de la metodología a emplear, seguidamente, con el volumen y otros factores importantes a determinar se halla la capacidad de almacenamiento del CO₂, como se muestra en la siguiente ecuación: (los cálculos realizados se pueden observar de forma detallada en el Apéndice 2)

$$G_{CO_2} = A \cdot hg \cdot \varphi \cdot d \cdot E \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde:

G_{CO_2} : Capacidad de almacenamiento

A: Área del yacimiento

hg: Espesor

φ : Porosidad de la arena

d: Densidad del CO₂

E: Factor de eficiencia (fracción del volumen total de poros llenos de CO₂)

- Método B:

En el método B, los registros petrofísicos son la base fundamental para el cálculo de la capacidad de almacenamiento de CO₂, ya que con ellos como se mencionó anteriormente se estima el espesor de la arena neta y la porosidad del yacimiento. Con estos últimos datos y el área total estimada por los mapas isópacos-estructurales, se

obtiene el volumen neto de almacenamiento para cada yacimiento. Posteriormente con el resultado obtenido del volumen y con la densidad del CO₂ que es aproximadamente 700kg/m³, se puede calcular la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ (los cálculos realizados se pueden observar de forma detallada en el Apéndice 2)

$$C_{CO_2} = V \cdot d \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde:

C_{CO₂}: Capacidad de almacenamiento del CO₂

V: Volumen neto del yacimiento

d: Densidad del CO₂

Por otro lado, después de obtener estos resultados, se calcula por cada método, la capacidad de CO₂ que puede ser almacenada para cada yacimiento por año, considerando la cantidad de CO₂ que se generará de las plantas de procesamiento de gas Extracción Profunda Soto (módulos Soto I y Soto II) y Etano San Joaquín y el volumen de almacenamiento de cada yacimiento (los cálculos realizados se pueden observar de forma detallada en el Apéndice 2).

- Comparación de yacimientos

Los parámetros más importantes que se deben tomar en cuenta para el almacenamiento de CO₂, son la capacidad, integridad e inyectividad del yacimiento (Figura 3.5), sin embargo para el presente trabajo de investigación y para la comparación de los métodos, solo se van a considerar debido a los objetivos específicos del mismo, la integridad del yacimiento, las cuales son consideradas junto con la capacidad, definidas en el ítem 2.3.4 del marco referencial, como condiciones primordiales para obtener un buen almacenamiento de CO₂.



Figura 3.5 Parámetros a considerar para el almacenamiento geológico de CO₂
Realizado por: Caballero (2010)

De acuerdo a las evaluaciones de cada yacimiento con respecto a estas condiciones, y considerando a través de los parámetros establecidos para el almacenamiento de CO₂ (profundidades mayores a los 800 m, CO₂ en estado supercrítico, porosidad mayores al 10% y permeabilidad mayor a los 100 mD, (Ruiz, 2008), las siguientes características: accesibilidad, espesor y profundidad de los yacimientos, roca almacén, roca sello, porosidad y permeabilidad, se puede definir cual de los dos métodos podría ser el más apto para un almacenamiento óptimo de CO₂.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos con relación a los objetivos planteados en el presente trabajo, así como también se discuten los diferentes aportes obtenidos de los mismos.

4.1 ACCESIBILIDAD Y DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La selección del área de estudio se realizó en primera instancia, considerando la ubicación geográfica de las fuentes de producción de CO₂ y su cercanía a posibles yacimientos prospectos para el almacenamiento geológico de este gas de efecto invernadero.

El área de estudio se encuentra ubicada en el estado Anzoátegui, donde PDVSA Gas proyecta instalar dos plantas de procesamiento de gas de las cuales serán removidas grandes cantidades de CO₂, dichos proyectos corresponden a la planta de Procesamiento de Gas Soto (módulos Soto I y Soto II), prevista para arrancar a finales del año 2012, que generará aproximadamente 26 MMPCED de CO₂, y a la planta de recuperación de etano San Joaquín que inicia su operación en el año 2016, con una producción estimada de 210,4 MMPCED de CO₂ (PDVSA Gas, 2010).

De acuerdo con la metodología planteada en el presente trabajo, ésta se enfoca en un sentido hacia la inyección de CO₂ con fines de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) en el campo Zapatos-Mata R, ubicados en el Área Mayor de Oficina (AMO) y por el otro, hacia la inyección de CO₂ solo para disposición en el Campo Santa Rosa, ubicado en el Área Mayor de Anaco (AMA). Cabe resaltar que estos campos se encuentran ubicados a distancias relativamente próximas a las plantas de procesamiento de gas Soto y San Joaquín, lo que implica una reducción en los costos por transporte del CO₂.

En la Figura 4.1, se observa la ubicación en el estado Anzoátegui de dichas plantas de acondicionamiento y procesamiento de gas y los campos mencionados anteriormente.

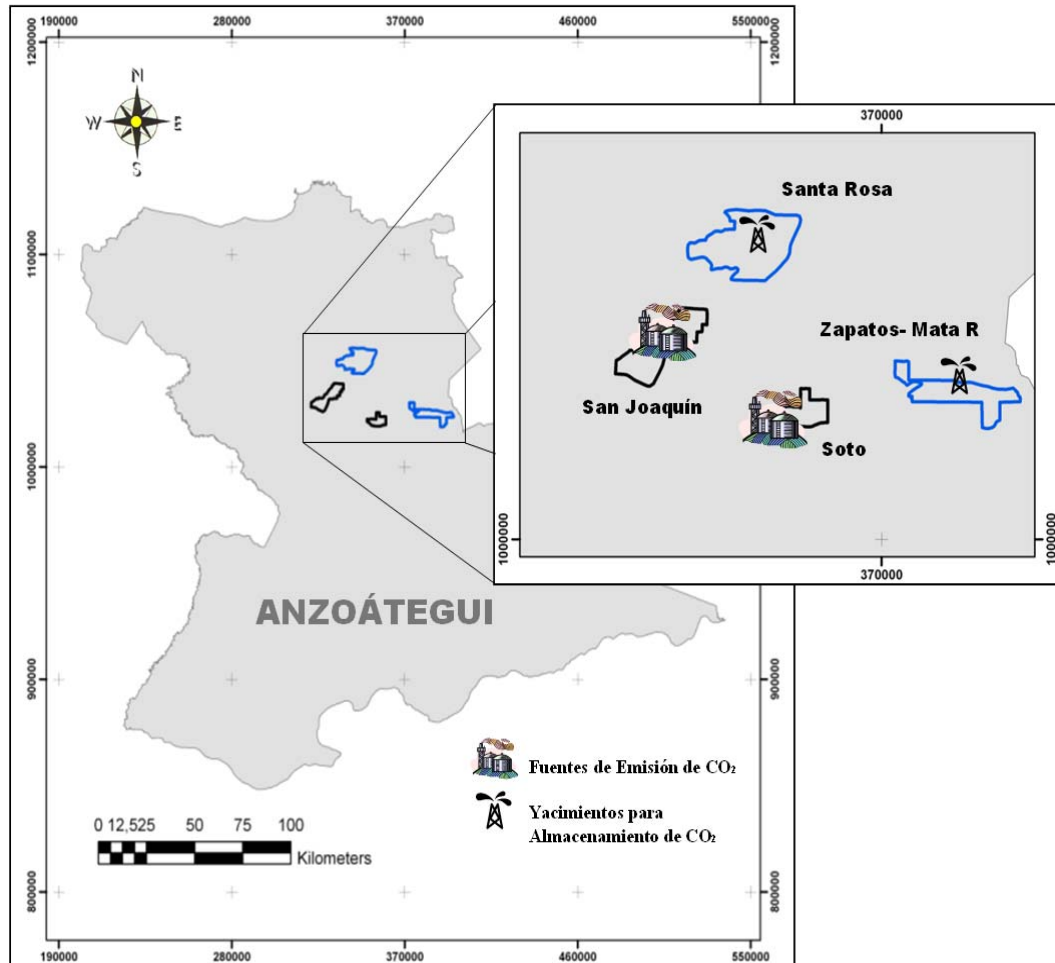


Figura 4.1 Ubicación geográfica de las plantas de acondicionamiento Soto y San Joaquín y de los Campos Santa Rosa y Zapatos-Mata R
Fuente: Informe técnico PDVSA GAS (2010)

4.2 SELECCIÓN DE YACIMIENTOS CANDIDATOS

En la selección de los yacimientos candidatos para el almacenamiento geológico de CO₂, se tomaron como premisas los valores de espesores, porosidad, permeabilidad, profundidad y disponibilidad de la información para el caso del Campo Santa Rosa, mientras que para el caso del Campo Zapatos-Mata R se tomó en cuenta

adicionalmente su cantidad de reservas remanentes con fines de plantear en un futuro un esquema de secuestro de CO₂ junto con recuperación mejorada de petróleo.

4.2.1 Campo Santa Rosa: Yacimiento A

En el Campo Santa Rosa se escogió el yacimiento A, ubicado en el miembro Colorado de la Formación Oficina, tal como se indica en la Figura 4.2, donde se muestra la columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco, la ubicación del miembro Colorado y el mapa del yacimiento seleccionado.

Dentro de los criterios geológicos que permitieron la selección de este yacimiento está la profundidad que varía entre 7.364 pies y 10.179 pies lo que permitiría al CO₂ alcanzar un estado supercrítico.

Por otro lado, los antecedentes de perforación y producción de petróleo, así como los registros petrofísicos, indican que este yacimiento agotado, tiene una estructura de almacén tipo areniscas y roca sello tipo lutita y limolita, por lo que en principio se espera no exista la migración o fuga del CO₂ una vez inyectado.

En tal sentido, todas estas características lo convierten en primera instancia en un yacimiento prospecto para el almacenamiento geológico de CO₂. Cabe destacar que para este yacimiento, considerado como una de las principales áreas productoras de la Formación Oficina, se cuenta con una cantidad importante de información disponible que resultó de apoyo para el presente estudio.

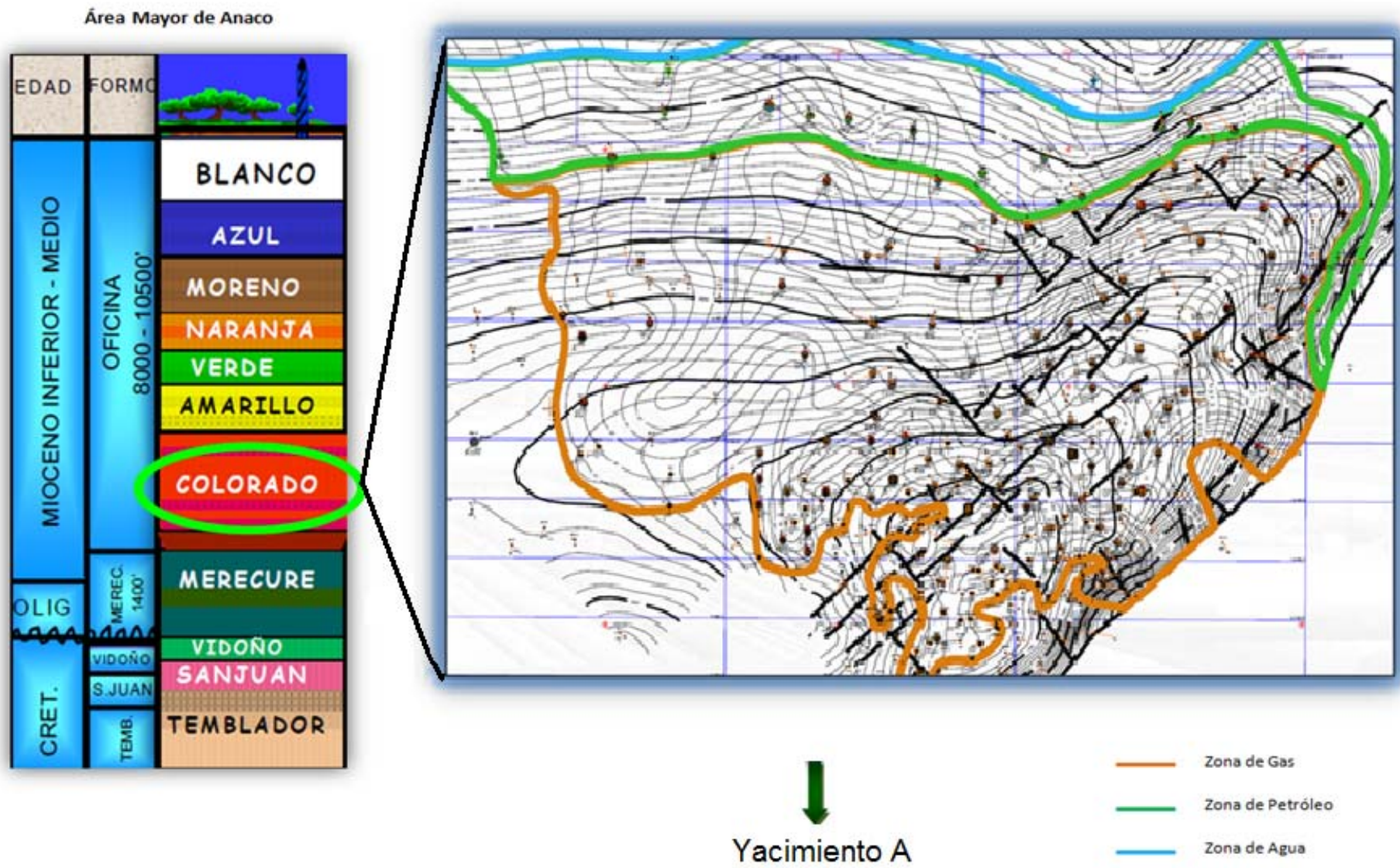


Figura 4.2 Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco y el mapa isópaco-estructural del yacimiento A, para mayor detalle ver Anexo B-1

Fuente: Informe técnico PDVSA GAS (2006)

4.2.2 Campo Zapatos-Mata R: Yacimiento B

En el Campo Zapatos-Mata R se seleccionó el yacimiento B, localizado en la arena L2U de la Formación Oficina. En la Figura 4.3 se observa la columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina, la ubicación de la arena y el mapa del yacimiento seleccionado.

Partiendo de la información consultada y de los registros petrofísicos de los pozos perforados, este yacimiento se puede identificar como una zona permeable caracterizada por una roca sello tipo lutita y limolita y una zona porosa definida por una roca almacén tipo arenisca, que se ubica entre 10.870 pies y 11.402 pies de profundidad, cumpliendo así con los parámetros esenciales para el secuestro de CO₂.

El enfoque planteado para el Campo Zapatos-Mata R, corresponde a un almacenamiento de CO₂ conjunto con un proceso de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH). En función de ello, en la Tabla 4.1, se indican las reservas remanentes de petróleo y condensado lo cual justifica desde un punto de vista económico un proyecto de esta naturaleza.

Tabla 4.1 Aspectos Técnicos del Campo Zapatos-Mata R

GOES total de los pozos activos (MMMPCN)	6079
Gas recuperable (MMMPCN)	4876
Gas inyectado (MMMPCN)	2750
Gas acumulado (MMMPCN)	4023
Gas remanente (MMMPCN)	3603
POES + COES total (MMBN)	3440
Petróleo + Condensado recuperable (MMBN)	839
Petróleo + Condensado producido (MMBN)	489
Petróleo + Condensado remanente (MMBN)	349

Fuente: Informe técnico PDVSA Gas, 2010

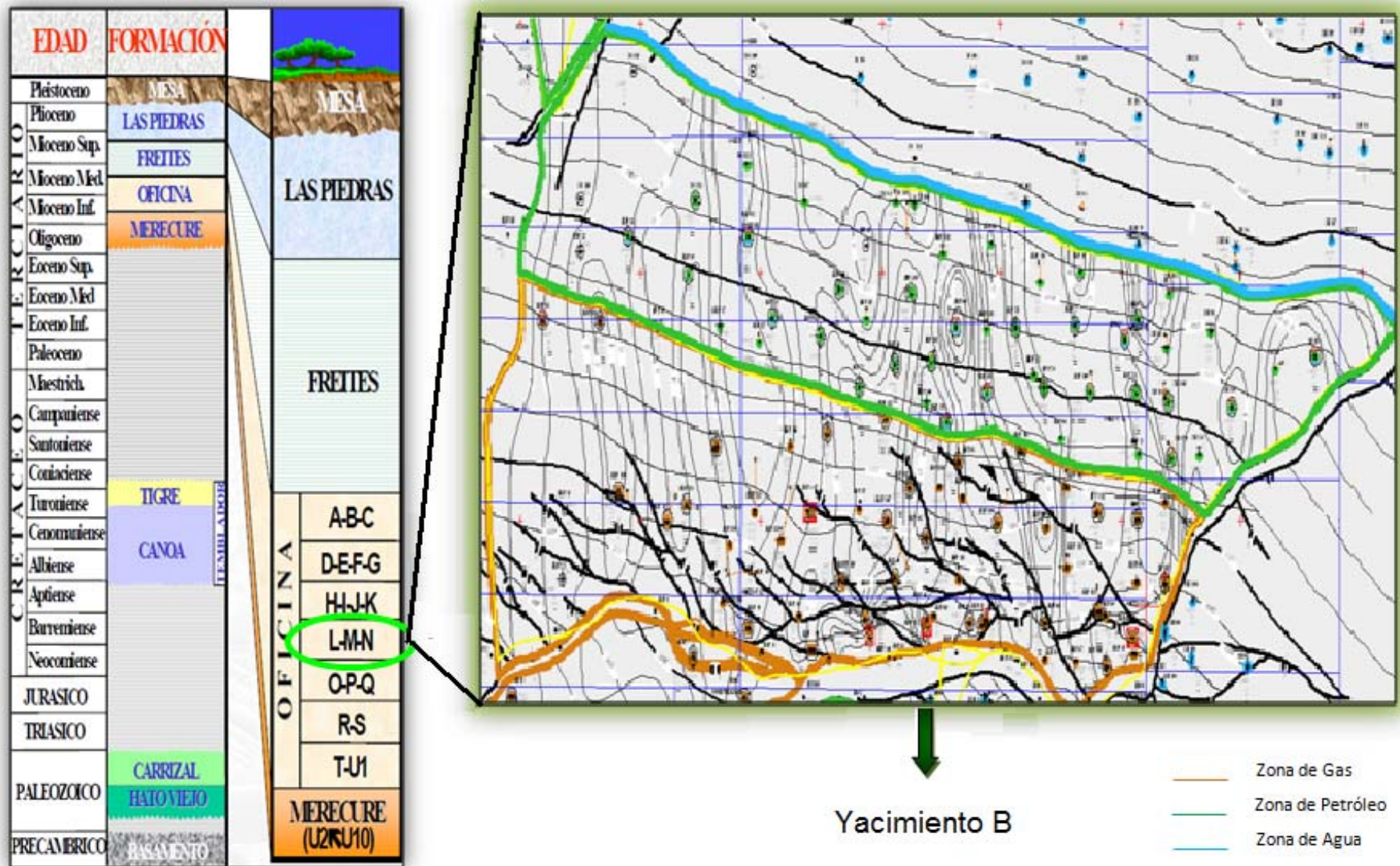


Figura 4.3 Columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina y mapa isópaco-estructural del yacimiento B, para mayor detalle ver Anexo B-2
 Fuente: Informe técnico PDVSA GAS (2006)

4.3 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CO₂

La Figura 4.4 describe la capacidad de almacenamiento de CO₂ según factores técnicos, económicos, reservas y fuentes. La capacidad máxima de almacenamiento viene dada por el volumen poroso total de la roca, sin embargo este volumen se reduce a medida que se tienen en cuenta restricciones de carácter geológico, donde la capacidad de almacenamiento que es un subconjunto del volumen total del espacio poroso, que se obtiene mediante la aplicación de técnicas geológicas e ingenieriles, esta estimación varía con la adquisición de nuevos datos o conocimientos, de igual manera se toman en cuenta otras restricciones dadas por la capacidad de contingencia y la capacidad operacional, donde se consideran aspectos técnicos, legales, de infraestructura y barreras económicas; con lo cual se concluye que la capacidad factible de almacenamiento de CO₂ en un yacimiento, es solo una fracción de su volumen poroso.

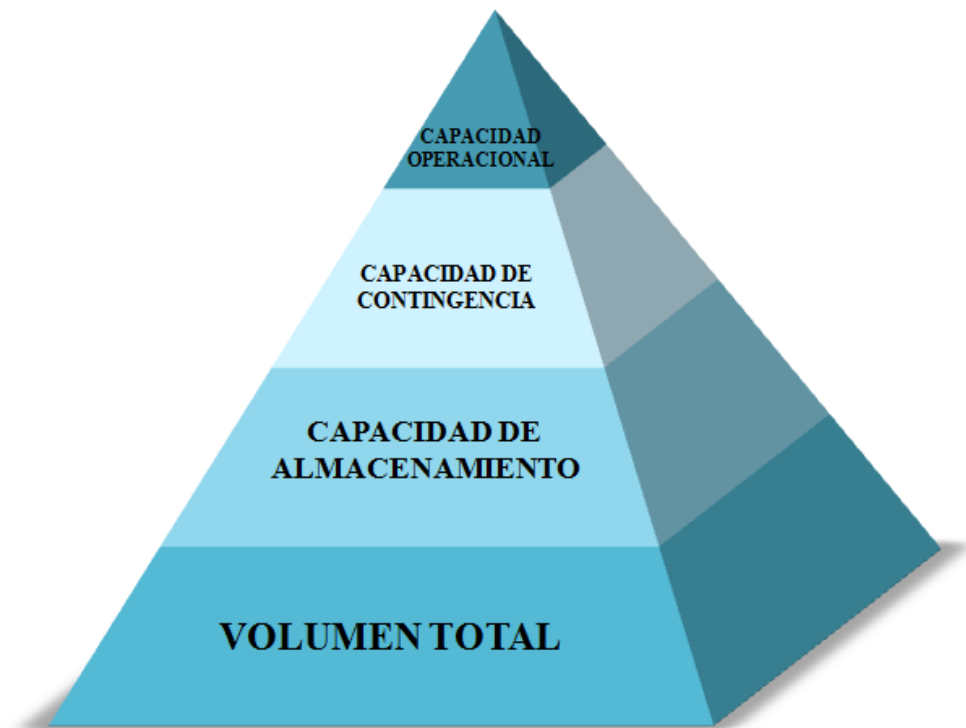


Figura 4.4 Representación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en un yacimiento
Realizado por: Caballero (2010)

Para efectos de este trabajo, solo se evaluaron los dos primeros niveles de la pirámide que corresponden según su orden ascendente al volumen total del yacimiento y a la capacidad de almacenamiento respectivamente. Para conocer estos factores, fue necesario determinar los espesores promedio de los yacimientos estudiados, junto con su respectiva extensión areal.

Para el cálculo de la capacidad de almacenamiento, se utilizaron dos métodos que se representan en la Figura 4.5.

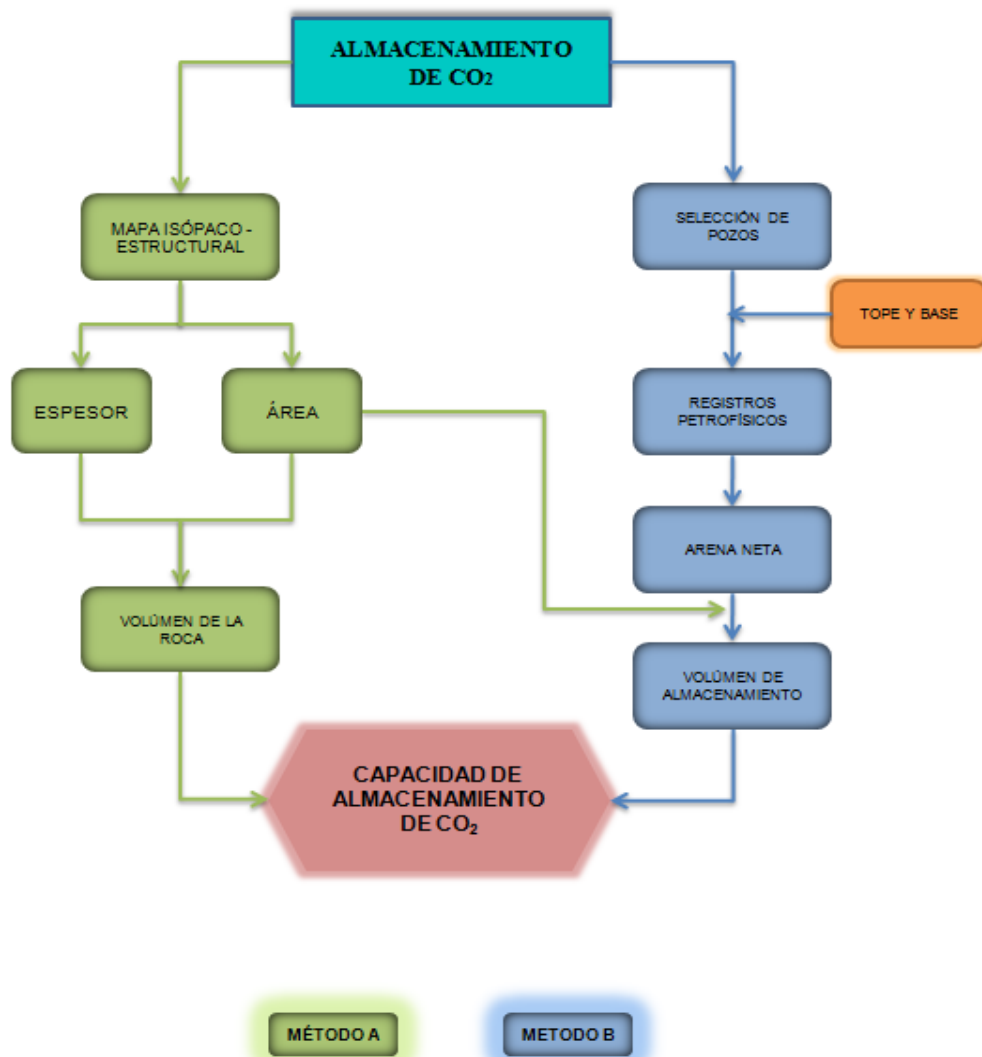


Figura 4.5 Diagrama de flujo para el cálculo de la capacidad de almacenamiento de CO₂
Realizado por: Caballero (2010)

El método A, corresponde a la evaluación a través de los mapas isópaco-estructurales y el uso de la ecuación (6), que ha sido ampliamente utilizado en los estudios sobre almacenamiento de CO₂, como es el caso del "Proyecto Singular Estratégico 'Tecnologías Avanzadas de Generación, Captura y Almacenamiento de CO₂, promovido por el Ministerio de Ciencia España (2007)", citado por Prado (2008), sin embargo esta metodología presenta aproximaciones que pueden conllevar a sobrestimaciones o subestimaciones de la capacidad real de almacenar del yacimiento, dichas aproximaciones serán expuestas más adelante en este capítulo. Con el objetivo de determinar un valor de capacidad del almacenamiento de CO₂ más precisa, se incluye el cálculo de la arena neta a partir de los registros petrofísicos, descrito por el método B. Este aspecto supone un aporte importante del presente trabajo, por lo cual se explica de forma específica, su trayectoria de cálculo y la comparación con el método A.

En el primer método, se evaluaron los mapas isópaco-estructurales calculando el área total de cada yacimiento, mientras que en el segundo método se interpretaron los registros petrofísicos con los que se determinaron las arenas netas.

4.3.1 Método A: Evaluación de los mapas isópacos-estructurales

En el presente estudio los mapas isópaco-estructurales se realizaron a través del uso de la herramienta informática ArcGIS, a continuación se describe los resultados obtenidos para cada yacimiento:

- *Campo Santa Rosa*

De acuerdo con la parte estructural del yacimiento A (Anexo B-1), se observa un domo situado al sureste del mapa, con buzamientos al norte de bajo ángulo entre 2° y 5° que van aumentando su inclinación al sur hasta aproximadamente 25° y 27°, así como homoclinales cortados por fallas normales longitudinales y otras perpendiculares al Corrimiento de Anaco, ubicado al sureste de la zona de estudio. Por otro lado, el estudio de las curvas isópacos de la arena, presenta una

diferenciación importante debido al aumento del espesor, que varía desde 35 pies al sureste hasta 2,5 pies al noroeste, la profundidad del yacimiento varía entre -6.600 pies y -12.400 pies.

El mapa isópaco-estructural del yacimiento A, indica que alrededor del 60% del área está constituida por gas condensado, limitando al norte con un contacto gas-petróleo a -10500 pies de profundidad; mientras que aproximadamente 20% de la zona está constituida por petróleo, la cual define el contacto petróleo-agua a -11500 pies. Los pozos seleccionados en esta zona se encuentran en el área de gas condensado, para mayor detalle ver Anexo B-1, mapa isópaco-estructural del yacimiento A a escala 1.25000.

- *Campo Zapatos-Mata R*

Corroborando la información disponible con el mapa estructural reinterpretado de esta arena, se infiere que el yacimiento B, se encuentra a una profundidad que varía entre 9.700 pies y 11.600 pies, está afectado por fallas normales antitéticas (con buzamiento preferencial hacia el sur) y sintéticas (con buzamiento hacia el norte), presentando un fallamiento intenso especialmente cerca de las fallas principales. Así mismo, las curvas isópacas que se evaluaron en el mapa del Yacimiento B presentan una variación desde 2,5 pies hasta 15,5 pies, observándose los espesores más grandes en el cuerpo de arenisca, (Anexo B-2).

El mapa isópaco-estructural de este yacimiento está comprendido por 30% de gas condensado, seguido de un contacto gas-petróleo a -10350 pies de profundidad. El petróleo abarca aproximadamente un 32% de la zona de estudio y está delimitada al norte por un contacto petróleo-agua a -10850 pies de profundidad. Los pozos seleccionados en este yacimiento se ubican de la siguiente manera: dos en el área de gas condensado y dos en el área de petróleo, para mayor detalle ver Anexo B-2, mapa isópaco-estructural del yacimiento B a escala 1.25000.

❖ Área del yacimiento

Después de elaborados los mapas y con la misma herramienta ArcGIS, se calculó la extensión areal de los yacimientos, específicamente para las zonas de gas condensado y petróleo. En la Tabla 4.2 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 4.2 Área estimada de gas condensado y de petróleo de los yacimientos A y B

Campos	Yacimientos	Área del Gas Condensado (acres)	Área del Petróleo (acres)	Área Total (acres)
Santa Rosa (AMA)	A	1977,502	609,963	2587,695
Zapatos-Mata R (AMO)	B	559,689	581,496	1141,184

Realizado por: Caballero (2010)

En el yacimiento A, se observa que el área total de estudio es mayor en comparación con el yacimiento B, al igual que la zona de gas condensado en el Campo Santa Rosa es más extensa que la de petróleo, mientras que en el Campo Zapatos-Mata R la extensión areal de las zonas de petróleo y gas son similares.

❖ Volumen del yacimiento

En la Tabla 4.3 se presentan los volúmenes de cada yacimiento, calculados de acuerdo con el área obtenida por medio de los mapas isópacos-estructurales.

Tabla 4.3 Volumen estimado de los yacimientos A y B, para mayor detalle de los cálculos realizados ver Apéndice 2

Campos	Yacimientos	Área Total del Yacimiento ($\times 10^6$ pie ²)	Espesor del Yacimiento (pies)	Volumen del Yacimiento ($\times 10^8$ pie ³)
Santa Rosa (AMA)	A	112,72	14,37	16,2
Zapatos-Mata R (AMO)	B	49,71	5,74	2,85

Realizado por: Caballero (2010)

Según los resultados obtenidos, el volumen más significativo lo presenta el yacimiento A, debido a que el área y el espesor son mayores en comparación al yacimiento B. Teniendo en cuenta solo como parámetro el factor de volumen de yacimiento, el primer caso resulta ser más adecuado como posibilidad de almacenar un mayor volumen de CO₂ en el subsuelo.

❖ Capacidad de almacenamiento de CO₂

La capacidad de almacenamiento de CO₂ se refiere a la cantidad másica de este gas que puede ser almacenada en un yacimiento; se calcula a partir de los resultados obtenidos del volumen de roca.

Para ello, se empleó la ecuación (6) presentada en el ítem 3.2.5 del marco metodológico. En la Tabla 4.4 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 4.4 Capacidad estimada de almacenamiento de CO₂ de los yacimientos A y B, para mayor detalle de los cálculos realizados ver Apéndice 2

Campos	Yacimientos	Capacidad de Almacenamiento de CO ₂ (x10 ³ Ton)
Santa Rosa (AMA)	A	38,5
Zapatos-Mata R (AMO)	B	6,22

Realizado por: Caballero (2010)

La capacidad de almacenamiento del yacimiento A del Campo Santa Rosa permitirá la captura de una mayor cantidad de CO₂, proveniente de las plantas de procesamiento de gas, mientras que el yacimiento B del Campo Zapatos-Mata R tiene una capacidad de almacenamiento menor.

Es importante destacar que la ecuación (6) con la cual se determina la capacidad de almacenamiento de CO₂, utiliza un factor de aproximación conocido como “eficiencia

de almacenamiento (E)”, que indica el porcentaje de volumen que se llenará de CO₂ y según Van der Meer, B. (2005), está entre 1 y 4%, en este estudio se tomo en consideración el mínimo valor (1%). Este factor E, ha sido desarrollado empíricamente y su selección depende de la subjetividad y experiencia de quien realice los cálculos, por lo tanto, se evidencia una posible limitación asociada a este método.

4.3.2 Método B: Interpretación de los registros de pozos

Para este aspecto, se inicio el procedimiento con la selección de los pozos a estudiar en cada yacimiento, los cuales fueron utilizados para la elaborar los registros petrofísicos.

❖ Selección de los pozos de estudio

Para el proceso de selección se contó con una población inicial que comprendía 99 pozos: 16 pozos ubicados en el Campo Santa Rosa y 83 pozos perforados en el Campo Zapatos-Mata R. La representación gráfica de los mismos se muestra en la Figura 4.6.

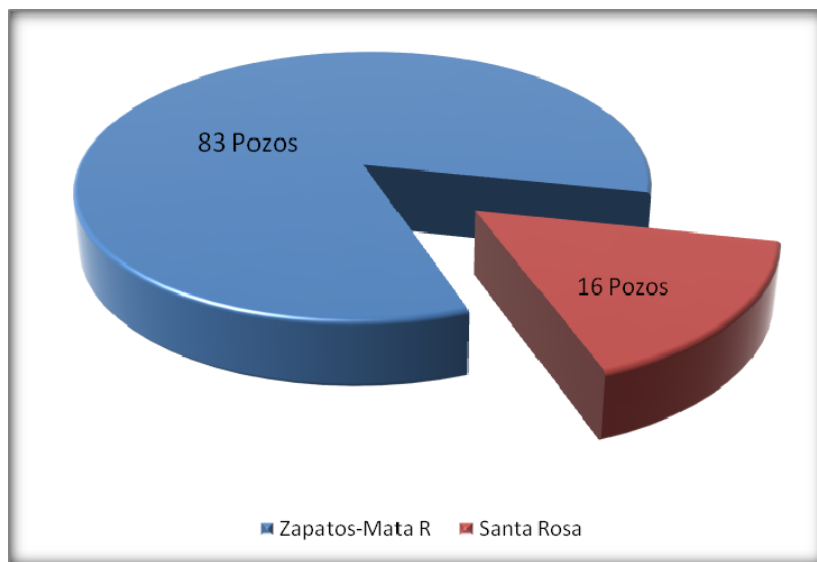


Figura 4.6 Poblacion total de pozos en los Campos Santa Rosa y Zapatos-Mata R

Realizado por: Caballero (2010)

En el Apéndice 1, se observan las tablas de datos de los registros petrofísicos, por medio de las cuales se realizó la selección de los pozos de estudio.

De los 16 pozos evaluados en el Campo Santa Rosa, se escogieron, de acuerdo a su ubicación con respecto a su distribución espacial en el mapa y la disponibilidad de datos petrofísicos (archivos *.las), los pozos 28, 57, 113 y 69 del yacimiento A.

Utilizando los mismos criterios ya mencionados, para el caso del Campo Zapatos-Mata R, se seleccionaron los pozos 30, 48, 13, 17 y 20, pertenecientes para al yacimiento B (Tabla 4.5).

Tabla 4.5 Tabla de datos de los registros petrofísicos de los pozos Seleccionados ubicados en los yacimientos A y B

POZOS		GR	SP	R	C	D	C	PN
SANTAROSA	28	■	■	■	■	■	■	■
	57	■	■	■	■	■	■	■
	113	■	■	■	■	■	■	■
	69	■	■	■	■	■	■	■
ZAPATOS - MATAR	30	■	■	■	■	■	■	■
	48	■	■	■	■	■	■	■
	13	■	■	■	■	■	■	■
	17	■	■	■	■	■	■	■
	29	■	■	■	■	■	■	■

■	INFORMACIÓN CONOCIDA	■	INFORMACIÓN DESCONOCIDA
---	----------------------	---	-------------------------

Realizado por: Caballero (2010)

❖ Registros petrofísicos

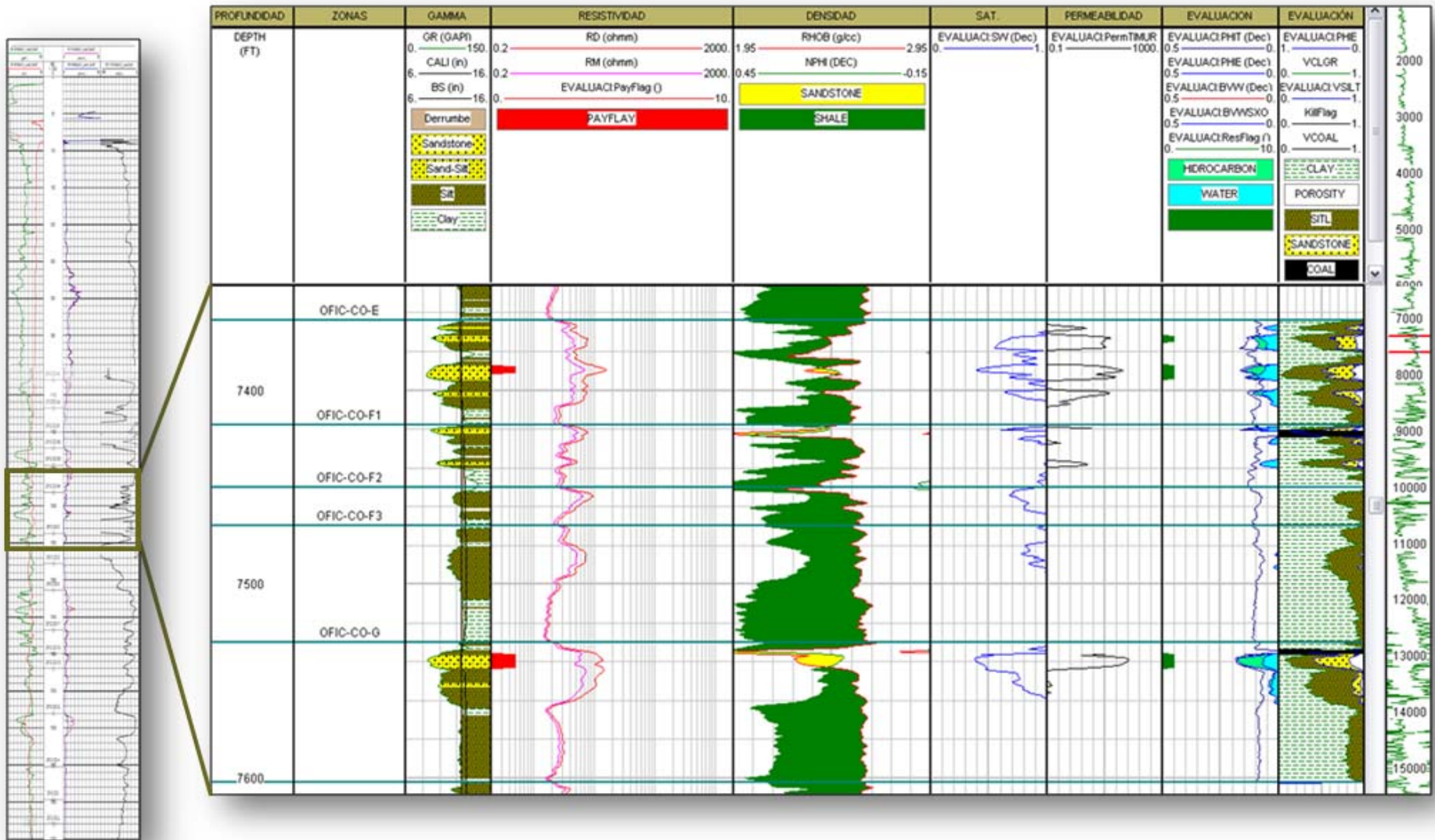
La evaluación petrofísica consistió en la generación de curvas de arcillosidad, porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad a lo largo de la columna para los pozos evaluados, empleando para ello la herramienta informática Interactive Petrophysics (IP).

Para la interpretación de los registros petrofísicos, se contó con una evaluación más detallada de los pozos seleccionados, debido a que no todos estos pozos disponían de las características y parámetros necesarios para el desarrollo de las mismas, por ejemplo; el pozo 57 presenta las curvas Rayos Gamma (GR), Potencial Espontáneo (SP), que son primordiales para una evaluación petrofísica, sin embargo no posee las curvas de porosidad neutrón, ni la de densidad, y aquellos pozos que no cumplían con todas estas características, fueron descartados por no ser aptos para una evaluación petrofísica.

Por tanto, de acuerdo con el criterio mencionado anteriormente, solo se seleccionaron los siguientes pozos: 69 del Campo Santa Rosa y los pozos 13, 17 y 48 perteneciente al Campo Zapatos-Mata R. En la Tabla 4.6, se presentan los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica para el caso del pozo 69, la cual contiene información por arena para las propiedades petrofísicas principales. Cabe resaltar que en ella se muestran el tope y base de la unidad, el espesor total, el espesor de arena neta con los promedios de porosidad efectiva y arcillosidad. Para mayor detalle ver Anexo F.

Por otro lado, para aquellas unidades donde no hay arena neta los promedios para las propiedades no pueden ser estimados, observándose en la tabla de resultados un espacio vacío para dicho nivel.

Figura 4.7 Evaluación del registro petrofísico del pozo 69, utilizando la herramienta informática Interactive Petrophysics (IP), para mayor detalle ver Anexo F



**❖ Evaluación petrofísica del yacimiento A
Campo Santa Rosa**

Tabla 4.6 Evaluación Petrofísica del Pozo 69

Zona	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	Arena Neta (pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación del Agua (%)	Volumen de Arcilla (%)
OFIC-CO-E	7363	7418	54	10,5	11,4	155,9	62,1	13,8
OFIC-CO-F1	7418	7450	32	---	---	---	---	---
OFIC-CO-F2	7450	7470	20	---	---	---	---	---
OFIC-CO-F3	7470	7530	60	---	---	---	---	---
OFIC-CO-G	7530	7602	72	7,5	14,1	346,0	42,8	17,8
Toda la Zona	7364	7602	238	18	12,5	235,1	53	15,5

Realizado por: Caballero (2010)

En la evaluación petrofísica del pozo 69, se interpreta la litología del yacimiento A, inferido a través de la curva rayos gamma (GR), en éstas se muestran la roca almacén caracterizada por arenas propuestas para el almacenamiento geológico de CO₂, así como también, las rocas sello tipo lutita y limolita, adicionalmente, se muestran las curvas de resistividad de la roca y densidad confirmando así, estas litologías.

De igual manera, permitió reconocer propiedades geométricas del yacimiento, así como la disposición rítmica de los estratos, están ubicadas a una profundidad mayor a los -7.300 pies, donde la arena almacén se encuentra en concordancia infrayacente y suprayacente con capas sello, que representan un porcentaje del 59,3% del espesor tomado, las arenas por su parte representan el 14,5% las cual su porosidad mínima es de 11,4%, parámetro que puede ser considerado adecuado para el almacenamiento de CO₂, Por último, estos horizontes de areniscas contienen un porcentaje de arcillas por debajo del 17,8%, la saturación de agua oscila entre el 43% - 53,% y la permeabilidad 235,1 mD. A manera general, en los intervalos de -7.450 pies a -7.479 pies, acercándose más hacia el tope, se puede observar una capa de carbón, igual que en el intervalo -7.530 a -7.602 pies, la cual tiene la capacidad de adherir y adsorber el CO₂.

**❖ Evaluación petrofísica del yacimiento B
Campo Zapatos-Mata R**

Tabla 4.7 Evaluación petrofísica del pozo 13

Zona	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	Arena Neta (pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación del Agua (%)	Volumen de Arcilla (%)
OFIC-L2-SUP	11248	11280	32	15.5	13	204,3	12	0,7
OFIC-L2-MED	11280	11296	16	2.5	10,7	103,0	41,2	20,1
OFIC-L2-INF	11296	11320	24	6	12,4	170,5	35,3	23,9
Toda la Zona	11248	11320	72	24	12,6	185,3	20,3	13

Realizado por: Caballero (2010)

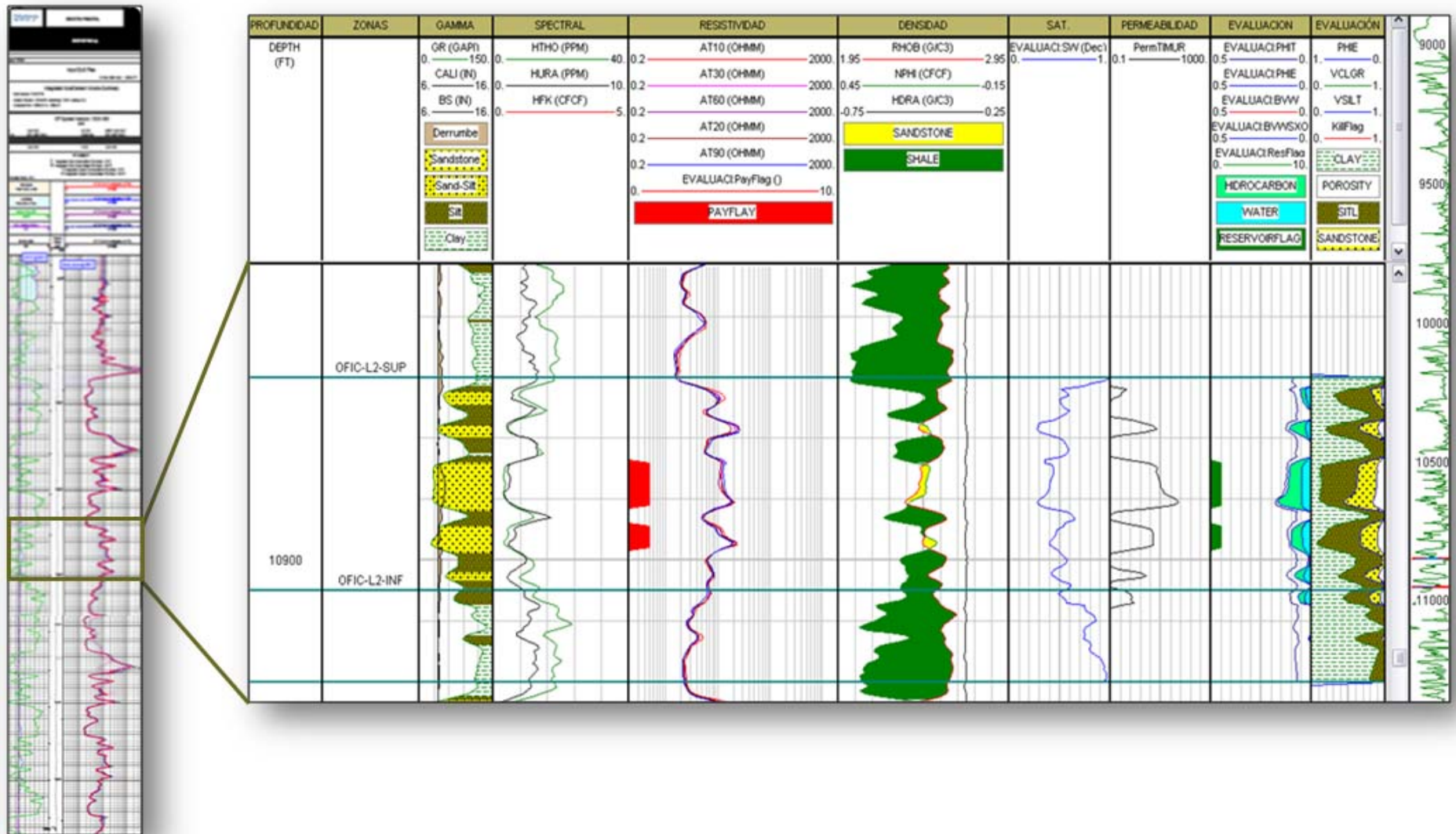
En lo que respecta a la evaluación de las principales curvas del registro petrofísico del pozo 13, del yacimiento B, se indica que la roca almacén es una arenisca que se encuentran por debajo de los -11.200 pies de profundidad en alternancia rítmica con lutitas y limolitas; representan un 47% del espesor de la columna estratigráfica considerada.

La evaluación petrofísica dio como resultado 24 pies de espesor de arena neta, indicando que en este pozo con un espesor de 72 pies, se puede almacenar CO₂ solo en el espesor que corresponde a la arena neta.

De igual manera, a partir del análisis de las curvas petrofísicas se calculó el volumen promedio de arcilla 13%, así como también la porosidad promedio de 12,6%, la saturación de agua 20,3 %, y la permeabilidad de 185,3 mD.

Por otra parte, la secuencia en general limita las capas de arenisca con significativos espesores de roca sello, como es el caso de la lutita que representa el 51,6 % del espesor tomado.

Figura 4.9 Registro Petrofísico del Pozo 17 utilizando la herramienta informática Interactive Petrophysics (IP), para mayor detalle ver Anexo F



Realizado por: Caballero (2010)

Tabla 4.8 Evaluación Petrofísica del Pozo 17

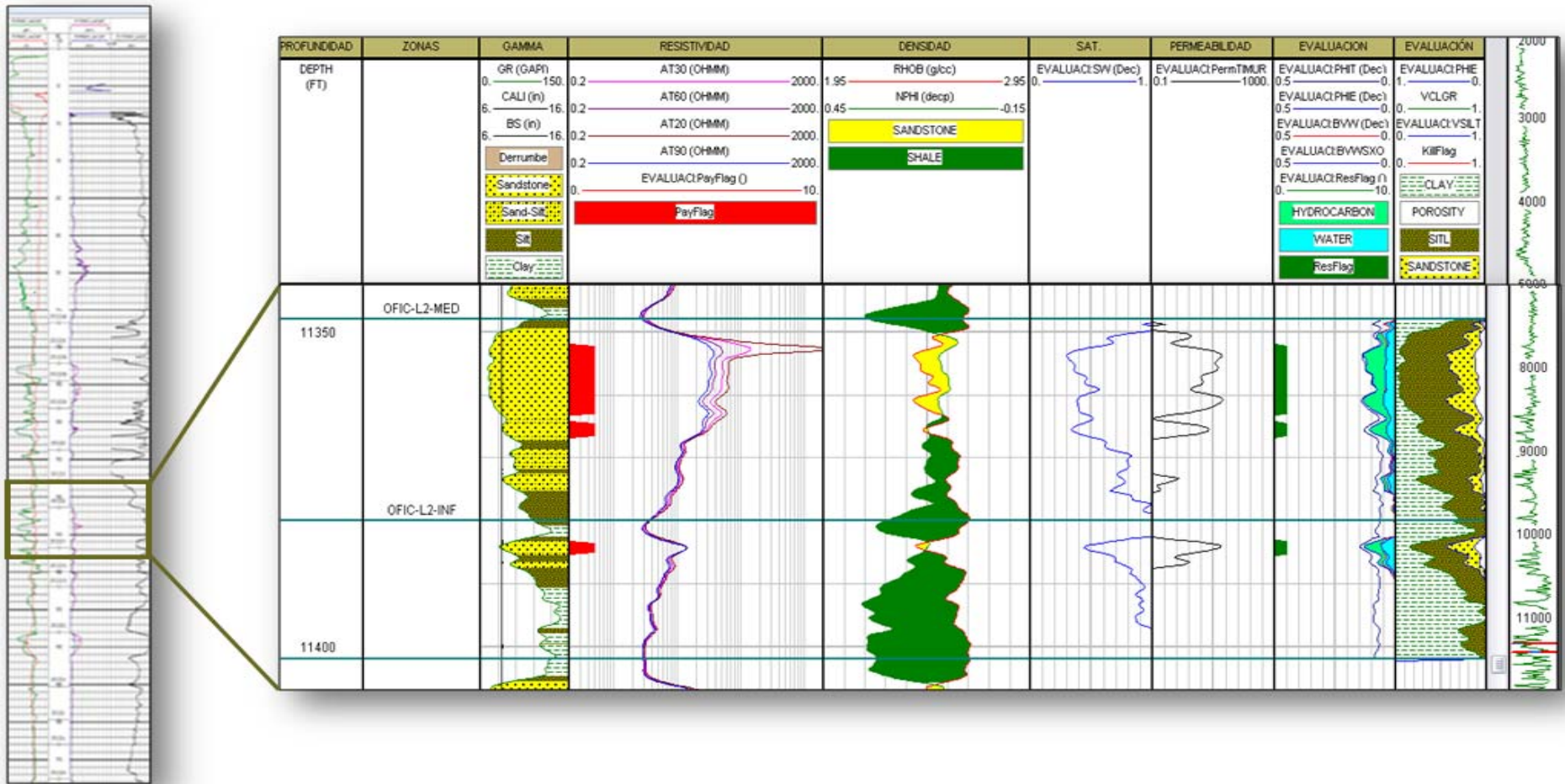
Zona	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	Arena Neta (pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación del Agua (%)	Volumen de Arcilla (%)
OFIC-L2-SUP	10870	10905	35	11,5	11,3	118,4	39,7	15,3
OFIC-L2-INF	10905	10920	15	---	---	---	---	---
Toda la Zona	10870	10920	50	11,5	11,3	118,4	39,7	15,3

Realizado por: Caballero (2010)

En el pozo 17 (ver Tabla 4.8) del Campo Zapatos-Mata R, las arenas de interés contenidas en este registro están por debajo de los -10.800 pies de profundidad, se encuentran en alternancia rítmica con capas de lutitas limitadas infrayacentemente y suprayacentemente por limolitas. Las arenas representan el 23% del espesor de la columna tomada, seguido por un 23,5% de limolita y un 53,5% de arcillas, indicando que presentan buen límite de sello con respecto a la roca almacén.

Así mismo, la arena neta con un espesor de 11,5 pies poseen una porosidad mínima de 11,0%, el contenido de arcilla en la roca es de 15%, la saturación de agua por debajo del 40%, una permeabilidad de 118,4 mD, lo que se puede considerar como condición íntegra para un buen almacenamiento de CO₂.

Fig. 4.10 Registro Petrofísico del Pozo 48 utilizando la herramienta informática Interactive Petrophysics (IP), para mayor detalle ver Anexo F.



Realizado por: Caballero (2010)

Tabla 4.9 Evaluación petrofísica del pozo 48

Zona	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	Arena Neta (pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación del Agua (%)	Volumen de Arcilla (%)
OFIC-L2-MED	11348	11380	32	13,2	10,4	828,2	39,7	10,2
OFIC-L2-INF	11380	11402	22	2,2	10,6	884,6	51,9	24,5
Toda la Zona	11348	11402	54	15,5	10,4	836,4	41,5	12,2

Realizado por: Caballero (2010)

En el estudio petrofísico del pozo 48 (ver Tabla 4.9), ubicado en el yacimiento B, se interpreta la litología del yacimiento donde las arenas reflejadas representan el 46% del espesor mostrado, seguido de 33% de limolitas y 31% para las arcillas. Estas arenas se encuentran en secuencias rítmicas con lutitas y limos siendo la roca sello la lutita.

De igual manera, a través de esta evaluación petrofísica, se determinó que las arenas tienen una porosidad promedio de 10,4%, permeabilidad de 836,4mD, caracterizándose por ser el pozo que presenta mayor permeabilidad, los valores de saturación de agua varían entre el 40 - 52%, y el volumen de arcillas con un máximo de 24,5%. El espesor parcial de la zona de estudio es de 54 pies donde la arena neta corresponde a 15,50 pies de espesor. Todos estos resultados demuestran las características en principio adecuadas para el almacenamiento del CO₂.

❖ Volumen del yacimiento

Como se menciona anteriormente, a partir de los registros petrofísicos, se obtuvieron los espesores netos de cada yacimiento, los cuales fueron multiplicados por su área correspondiente para hallar el volumen del yacimiento. El resultado del cálculo se describe en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10 Volumen estimado de los yacimientos A y B, para mayor detalle de los cálculos realizados ver Apéndice 2

Campos	Yacimientos	Área Total del Yacimiento (x 10 ⁶ pie ²)	Arena Neta (pies)	Porosidad (%)	Volumen del Yacimiento (x 10 ⁷ pie ³)
Santa Rosa (AMA)	A	112,72	18	12	24,3
Zapatos-Mata R (AMO)	B	49,71	17	11	9,3

Realizado por: Caballero (2010)

Tal como se muestra en la Tabla 4.10, el yacimiento A del Campo Santa Rosa, presenta mayor volumen con respecto al yacimiento B del Campo Zapatos-Mata R por lo que se presume que este pueda almacenar una mayor cantidad de CO₂.

❖ Capacidad de almacenamiento de CO₂

La principal diferencia en la determinación de la capacidad de almacenamiento por este método, radica en su corrección dada por la inclusión de la arena neta de cada yacimiento, considerando adicionalmente los factores de saturación del agua y volumen de arcillas presentes en el medio poroso.

Los resultados obtenidos de los cálculos para el almacenamiento de CO₂ en los yacimientos estudiados se muestran en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11 Capacidad de almacenamiento estimada de los yacimientos A y B, para mayor detalle de los cálculos realizados ver Apéndice 2

Campos	Yacimientos	Capacidad de Almacenamiento de CO ₂ (x 10 ⁶ Ton)
Santa Rosa (AMA)	A	4,83
Zapatos-Mata R (AMO)	B	1,84

Realizado por: Caballero (2010)

El uso de la arena neta obtenida por los registros petrofísicos a través de la herramienta informática Interactive Petrophysics reduce el factor de subjetividad asociados a los espesores que se obtienen por medio de la sustracción de los topes y bases de cada pozo, con lo cual se logra optimizar el resultado para la capacidad de almacenamiento de CO₂. La Figura 4.11, resume los resultados de la capacidad de almacenamiento, de acuerdo a la estructura propuesta por Kaldi (2010).

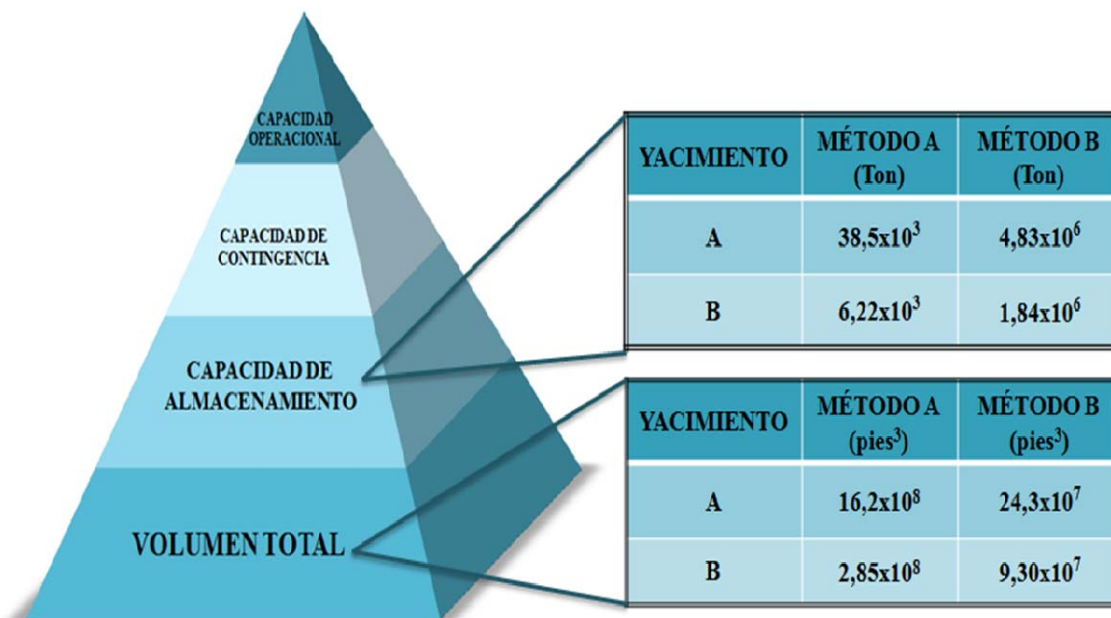


Figura 4.11 Resultados obtenidos para la capacidad de almacenamiento de CO₂
Realizado por: Caballero (2010)

De acuerdo a los resultados obtenidos, el empleo de los registros petrofísicos permite estimar más idóneamente la capacidad de almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo y gas, ya que se evalúan parámetros fundamentales como la porosidad, permeabilidad, saturación del agua y volumen de arcillas, obteniendo a través de ellos la arena neta, con lo que se consigue un resultado más preciso del volumen del yacimiento.

En este sentido vale la pena mencionar que ambas herramientas (mapas isópacos-estructurales y registros petrofísicos) son complementarias y ninguna es excluyente de la otra cuando se desea estimar una capacidad de almacenamiento de CO₂ en el subsuelo.

De igual manera, es importante destacar que los valores de capacidad obtenidos, son aproximaciones teóricas que llevan asociadas una serie de incertidumbres directamente proporcionales a la escasez de datos existentes del subsuelo, por tanto deberían ser convenientemente ajustados, mediante una valoración detallada de la porosidad efectiva y de la eficiencia del almacenamiento.

4.3.3 Tiempo de inyección de CO₂

A partir de los valores proyectados por PDVSA Gas, de producción de CO₂ en las futuras plantas de Extracción Profunda Soto (26 MMPCED de CO₂) y Procesamiento Etano San Joaquín 210,4 MMPCED de CO₂ y con la capacidad de almacenamiento calculada para cada yacimiento, se estimaron los años de inyección para cada uno de los yacimientos evaluados: A ubicado en el Campo Santa Rosa y B situado en el Campo Zapatos Mata-R. El CO₂ empleado para estos cálculos se encuentra en estado supercrítico, para mayor detalle de los cálculos realizados ver Apéndice 2.

En la Tabla 4.12 se observan los resultados obtenidos de los años de inyección para cada yacimiento de acuerdo al CO₂ emitido en las plantas de procesamiento de gas natural.

Tabla 4.12 Tiempo estimado de inyección de CO₂ en el yacimiento A ubicado en el campo Santa Rosa y el yacimiento B en el campo Zapatos-Mata R para mayor detalle de los cálculos realizados ver Apéndice 2

Campos	Yacimientos	Años de Inyección Método A		Años de Inyección Método B	
		SOTO	San Joaquín	SOTO	San Joaquín
Santa Rosa (AMA)	A	145,4	18	216,8	26,8
Zapatos-Mata R (AMO)	B	23,5	2,9	90,3	11,2

Realizado por: Caballero (2010)

Como se observa en la Tabla 4.12, los yacimientos estudiados son llenados y por ende represurizados más rápidamente cuando solo se considera el CO₂ proveniente de la planta Etano San Joaquín, debido a su mayor capacidad de producción de CO₂ proyectada a futuro. De acuerdo con lo anterior, resulta evidente que el yacimiento de mayor volumen (A del Campo Santa Rosa) debería albergar el CO₂ a ser producido en San Joaquín; caso contrario corresponde por ende a la inyección del CO₂ que se producirán en las plantas Soto I y Soto II en el yacimiento B del Campo Zapatos-Mata R.

Además, lo anterior se soporta también por la distancia a la que se ubica la Planta de Procesamiento Etano San Joaquín del campo Santa Rosa (24,4 Km), siendo esta menor en comparación con la longitud hasta el Campo Zapatos-Mata R (49,9 km). Este mismo análisis se aplica para la Planta de Extracción Profunda Soto (Módulos Soto I Y Soto II) y el yacimiento B del Campo Zapatos-Mata R, donde la distancia entre ellos dos es de 28,2 Km en comparación con la del otro que es de 30,8 Km. Cabe destacar por ultimo que bajo esta configuración planteada, se optimizan las distancias de transporte de CO₂ por gasoductos hasta el sitio de almacenamiento.

Los resultados indican que se necesitaran un poco más de dos décadas para la inyección del CO₂ producido en la planta de procesamiento Etano San Joaquín,

mientras que para la planta de Extracción Profunda Soto, el tiempo de inyectividad en el yacimiento B del Campo Zapatos Mata-R se estima sea de casi siete décadas.

4.4 INTEGRIDAD DEL YACIMIENTO

De acuerdo con el análisis de los mapas isópacos-estructurales y de la evaluación de las curvas de rayos gamma, potencial espontáneo, resistividad, entre otras, obtenidas a través de archivos *.las así como también los archivos Tiff de cada pozo, se infiere que el yacimiento A pudiera ser un lugar idóneo para el almacenamiento de CO₂, debido a que posee una roca almacén tipo arenisca con capacidad suficiente para albergar este gas de efecto invernadero que se pretende secuestrar. De igual manera, este yacimiento presenta una roca sello tipo lutita impermeable que evitaría la posible migración de este gas.

Esta roca almacén tiene como característica una porosidad intermedia en el rango de 10% y 15% y una permeabilidad que varía entre 155,9 mD y 346 mD, los cuales se consideran adecuados para un yacimiento prospecto geológico para el almacenamiento subterráneo de CO₂. Además actualmente la estructura del Campo Santa Rosa presenta condiciones apropiadas de confinamiento y estabilidad tectónica que permiten garantizar la retención del CO₂ en el subsuelo durante un espacio prolongado de tiempo.

En el caso del yacimiento B ubicado en el campo Zapatos-Mata R, por ser un campo con reservas aun suficientes de petróleo y gas condensado, al igual que las propiedades que éste presenta, como una densidad superior a los 30° API, se propone la inyección de CO₂ con fines de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por sus siglas en ingles), y adicionalmente relacionado al secuestro geológico de CO₂, por sus características igualmente de almacén.

De igual manera, este yacimiento presenta una capacidad de almacenamiento adecuada, una alternancia rítmica de lutitas y areniscas comportándose sucesivamente como roca sello y roca almacén competente, y un marco geológico suficientemente

estable que a primera instancia evitaría comprometer la integridad del mismo. Adicionalmente, este posee características geológicas tales como: profundidad aproximadamente de -10.000 pies, porosidad promedio de 11% y permeabilidad que varía entre los 118,4 mD y 836,4 mD, que podría permitir secuestrar grandes volúmenes de CO₂ a través de un mismo pozo, reduciendo así, los costos de operación y presentando un buen estado de confinamiento e incrementando la viabilidad del yacimiento para el almacenamiento geológico de CO₂.

4.5 COMPARACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS

De acuerdo con todas las condiciones expuestas en el ítem 2.3.4 del capítulo II, se infiere que tanto el yacimiento A situado en el Campo Santa Rosa, como el yacimiento B ubicado en el Campo Zapatos-Mata R pueden ser considerados como prospectos para el almacenamiento geológico de CO₂, debido a que cumplen con ciertas características esenciales de accesibilidad, capacidad e integridad.

En cuanto a la capacidad de almacenamiento, el yacimiento seleccionado del Campo Santa Rosa, presenta una mayor posibilidad. Las profundidades evaluadas para este yacimiento (varían entre -6.600 pies y -12.400 pies) se comparan con las del proyecto piloto Snohvit en Alemania que son aproximadamente -8.202 pies, sobrepasando el límite establecido para la captura y almacenamiento de CO₂ que es 2.624 pies, siendo un parámetro óptimo para el almacenamiento de este gas de efecto invernadero.

Para lograr una mejor comprensión de los resultados obtenidos, a continuación se presenta una tabla comparativa entre los yacimientos A y B para el método B, por ser éste el que se considera más específico. (Tabla 4.13)

Tabla 4.13 Tabla de comparativa de los aspectos y características más importantes y resaltantes entre los yacimientos A y B

CONDICIONES Y CARACTERÍSTICAS		YACIMIENTOS	
		A (Campo Santa Rosa)	B (Campo Zapatos-Mata R)
ACCESIBILIDAD DEL YACIMIENTO			
Distancia aprox. con respecto a las fuentes generadoras de CO ₂	San Joaquín	24,4 Km	49,9 Km
	Soto	30,8 Km	28,2 Km
CAPACIDAD DEL YACIMIENTO			
Volumen del almacenamiento		24,3x 10 ⁷ pies ³	9,30x10 ⁷ pies ³
Capacidad de Almacenamiento de CO ₂		4,83x10 ⁶ Ton	1,84x10 ⁶ Ton
Espesor de arena neta		18 pies	17 pies
Años de Inyectividad		Soto 216,8 años San Joaquín 26,8 años	Soto 90,3 años San Joaquín 11,2 años
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO			
Área		2587,695 acres	1141,184 acres
Profundidad		7602 pies	11402 pies
Porosidad		12,5 %	11,4 %
Permeabilidad		235,1 mD	118,4 mD - 836,4 mD
Saturación del agua		53,0 %	33,8 %
Volumen de arcilla		15,0 %	13,5 %
Presión inicial del yacimiento		6000 psi	5700 psi
Presión actual o de abandono		700 psi	1100 psi
Aplicaciones de EOR		NO	SI
INTEGRIDAD DEL YACIMIENTO			
Roca Sello		Presenta buena roca sello definida por limolitas y lutitas	Presenta buena roca sello definida por limolitas y lutitas
Roca Almacén		Presenta buena roca almacén definida por areniscas	Presenta buena roca almacén definida por areniscas

Realizado por: Caballero (2010)

Como se observa en la Tabla 4.13, la misma resume los cálculos y resultados obtenidos en el presente trabajo, como es el caso del volumen de roca y la capacidad de almacenamiento de CO₂, así como también, las características y condiciones que presentan los yacimientos estudiados.

De tal manera, se demuestra que ambos yacimientos presentan características similares, en cuanto a sus condiciones de integridad, como es el caso de una roca almacén comprendida por areniscas con porosidades que varían entre 11% y 13 % y una roca sello que consta de limolitas y lutitas con permeabilidades que van de 118,4 mD a 836,4 mD, considerándose estas como buenos prospectos para los fines planteados. En contraste, los resultados obtenidos en cuanto a la capacidad de almacenamiento de este gas, evidencian que el yacimiento del Campo Santa Rosa, puede albergar cantidades más significativas de CO₂ en comparación al yacimiento del Campo Zapatos Mata-R debido a que presenta mayor extensión areal y mayores espesores.

Sin embargo, el yacimiento B, no es de menor importancia, debido a que este yacimiento ofrece la ventaja de poder recobrar las reservas remanentes de petróleo y gas condensado (Tabla 4.13) si se destina la inyección de CO₂ con fines de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por sus siglas en inglés), presentándose como una opción económicamente rentable.

4.6 EVALUACION DE LA CALIDAD DE LOS YACIMIENTOS

La calidad del yacimiento de la roca fue evaluada con base en las características petrográficas de la porosidad y permeabilidad, las cuales son derivadas a partir de condiciones texturales y mineralógicas de la roca y cuyo desarrollo de preservación es función de los procesos depositacionales y diagenéticos, la permeabilidad determina que tan fácil o difícil un fluido atraviesa la roca, por lo que existe una relación estrecha entre la porosidad y la permeabilidad, alta porosidad está asociada a alta permeabilidad, lo que implica que la permeabilidad será afectada por los mismos factores que generan la porosidad primaria, tales como: la forma del grano, el empaquetamiento, el escogimiento, la compactación, la cementación y el contenido de arcilla.

A través de estudios realizados PDVSA Gas (2006), demostraron características texturales de los yacimientos tales como tamaño de arena fino, escogimiento moderado y escasa presencia de matriz, durante la etapa de depositación de los sedimentos, favorecieron el desarrollo de un buen sistema de poros de gargantas amplias bien interconectadas y con buena preservación de la porosidad efectiva, minoritariamente afectada por efectos diagenéticos que localmente reducen el tamaño de la garganta de los poros. Los efectos diagenéticos identificados, afectan de manera directa la calidad del yacimiento de las areniscas, generando reducción y fraccionamiento de los espacios intergranulares. En el caso de la elevada formación de arcillas tipo caolinita e illita, éstas pueden producir daños a la formación por migración de los microcristales al contacto con flujos turbulentos generando taponamiento, o por el hinchamiento de éstas en el sistema poral.

En la presente investigación, se realizó un estudio más detallado a través de la elaboración de mapas de isopropiedades, como es el caso de mapas de porosidad y permeabilidad para cada yacimiento teniendo como resultados el siguiente análisis:

- **Mapa de porosidad**

Los valores de porosidad obtenidos el yacimiento A se encuentran entre 3 y 33 %, teniendo en cuenta que los mayores rangos se ubican hacia NE y NO del mapa (entre 25-33 %), tal como se muestra en el Anexo C-1, hacia los bordes y centro de la zona de estudio, esta propiedad disminuye variando entre 3-10%. La porosidad promedio de esta arena es 18 %. Sin embargo, la evaluación realizada a través de los registros petrofísicos por el programa IP, arrojaron resultados de porosidad que van de 11-14 %, las cuales corresponden al pozo 69, que se encuentra hacia el SO del mapa como se puede distinguir en el mapa isópaco (anexo C-1).

En el caso del yacimiento B, los valores de porosidad se encuentran entre 2 y 22%, donde los mayores valores de porosidad se ubican al SE del área de estudio (entre 15-22 %), hacia el norte de la zona de estudio, esta propiedad disminuye (entre 2-10%). La porosidad promedio de esta arena es 10%. Corroborando esta evaluación con la realizada a los pozos 13, 17 y 48 ubicados al SO y norte respectivamente, se obtuvieron datos similares con porosidades que varían entre 10 y 12 %, para mayor detalle ver Anexo C-2.

- **Mapa de permeabilidad**

Los valores de permeabilidad obtenidos son muy variables, alcanzando rangos hasta 1250 mD para el yacimiento A, distribuidos principalmente en los pozos ubicados hacia el centro del mapa, presentan un rango alto de permeabilidad entre 1000 y 1250 mD y 0-50 mD para los bordes de hoja de estudio, como se observa en el Anexo D-1, los valores obtenidos de los registros petrofísicos del pozo 69, concuerda con los del mapa, las cuales varían entre 135-235 mD.

El yacimiento B, presenta una permeabilidad que varía de 8-1000 mD, ubicándose la zona de mayor permeabilidad (500-1000 mD), al norte del mapa, y los menos permeables se observan al NO del área de estudio, con rangos que varían entre 0-50 mD, para mayor detalle ver Anexo D-2, coincidiendo estos datos con los

obtenido en los pozos 13,17 y 48, con permeabilidades de 185,3-118,4 y 836,4 mD respectivamente.

4.6.1 Relación de los mapas de isopropiedades con los mapas isopacos-estructurales

- **Yacimiento A**

El análisis comparativo de estos tres mapas evidenció una correlación areal entre las arenas de mayor espesor (entre 30 pies y 40 pies) ubicadas al NE del mapa isópaco-estructural a una profundidad que varía entre los -7.600 pies y -9.800 pies, porosidades entre 25 y 30% y permeabilidades entre 500 y 1000 mD enmarcadas estas dentro del horizonte isopaco, esta relación muestra una tendencia linealmente dependiente entre la porosidad, la permeabilidad y las arenas de mayor espesor, deduciendo de esta manera que podría ser la más óptima para el almacenamiento de CO₂.

Por otra parte, al SO de los mapas de estudio, presenta una zona con una permeabilidad que varía entre 1000 y 1250 mD, ubicada a -7.100 pies y -9.400 pies de profundidad, contrastan con una porosidad muy baja que varía entre 0 y 10% en arenas de espesores entre 10 y 20 pies, lo que evidencia un cambio sustancial en la porosidad que pudo ser generado por los cambios laterales de las facies y los procesos diagenéticos que condicionan la porosidad primaria en ambientes limitantes.

Según PDVSA, 2006, la calidad del yacimiento de estas areniscas aumenta por aporte de la porosidad secundaria resultado de la disolución parcial o total de granos lábiles, principalmente feldespatos. En el caso de este yacimiento, ubicado en el campo Santa Rosa, es el que presenta la permeabilidad más alta, podría atribuirse a la disolución parcial de estos granos lo que genera una garganta de poros más amplia.

- **Yacimiento B**

En el análisis comparativo de este yacimiento se observó en la zona central del mapa, definida por los pozos 20, 21 y 31, con profundidades que varían entre -10.000 y -10.700 pies, y espesores mayores que van entre 15 y 20 pies, una correspondencia directa de porosidades altas entre 15 y 20% con permeabilidades medias a altas entre 250 y 1000 mD, evidencian una relación estrecha de los espesores altos con valores altos de permeabilidad y porosidad, lo que se podría inferir que esta zona presenta parámetros favorables para un buen almacenamiento de CO₂.

Así mismo, hacia el norte de los mapas se distinguen valores anómalos que no obedecen a una correspondencia lineal ya que los datos de alta permeabilidad que varían entre 500 y 1000 mD se contrastan con porosidades bajas entre el 0 y 5% al igual que espesores entre 5 y 10 pies, donde los valores de permeabilidades en contraste con una porosidad son inversamente proporcionales, siendo esto producto de cambios laterales de facies en ambientes que limitan la porosidad a través de procesos diagenéticos, en la Figura 4.12 se puede observar detalladamente la representación gráfica de los cambios de facies.

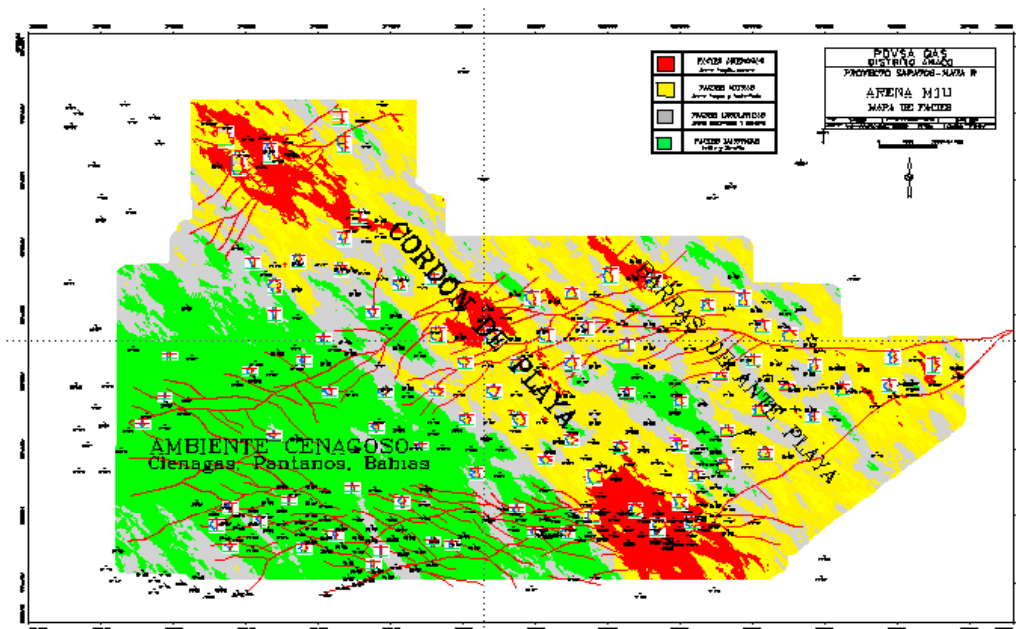


Fig. 4.12 Mapa de Facies, donde se observa los ambientes depositacionales del campo Zapatos-Mata R, yacimiento B

4.6.2 Descripción de las secciones

- Sección transversal A-A', Yacimiento A

Para la sección transversal A-A', del yacimiento A, ubicado en el campo Santa Rosa, se realizó en dirección SO y NE, está comprendida por los pozos 88, 67, 63, 94, 76, 98, 60, 70 y 84 con dirección paralela a la línea de costa y al Corrimiento de Anaco. En la correlación se muestra grandes espesores en esta sección a lo largo de todo el intervalo, en los pozos 98 y 60 se observan los mejores espesores, mientras los pozos ubicados al SO presentan menores espesores, el contacto gas/petróleo y agua/petróleo se encuentran ubicados al NE de la sección, para mayor detalle ver Anexo E-1.

- Sección transversal A-A', Yacimiento B

La sección transversal A-A', del yacimiento B, situado en el campo Zapatos-Mata R, se realizó en dirección SO y NE, está comprendida por los pozos 19, 22, 23, 25, 29, 38, 34 y 45, sus espesores varían desde los de menor tamaño con rango de 0-5 pies y los de mayor rango de 10-15 pies, entre los pozos 23 y 25 se observa el contacto gas/petróleo y entre los pozos 34 y 45 el contacto agua/petróleo, para mejor comprensión ver Anexo E-2.

4.7 COMPARACIÓN CUALITATIVA Y CUANTITATIVA ENTRE PROYECTOS DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO A NIVEL MUNDIAL Y VENEZUELA

Las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) traen de cabeza a la comunidad internacional. El 75% corresponde al CO₂, pues es el gas emitido por el hombre que más influye en el cambio climático. Los expertos coinciden en que frenar este fenómeno pasa por adoptar medidas efectivas y masivas de ahorro y eficiencia energéticas y por sustituir los combustibles fósiles por las energías renovables.

Hasta que esta premisa se haga realidad, una tecnología, cuyo desarrollo está ya bastante avanzado, es la captura y almacenamiento de CO₂ (CAC). Es por ello que a nivel mundial se viene implementando ésta tecnología; en tal sentido, por citar algunos ejemplos, se tienen los proyectos Sleipner, In Salah, K12B, Zama, Snohvit, Otway, Salt Creek, Teapot Dome, Pembina los cuales se asemejan a los proyectos que se vienen desarrollando en Venezuela por la estatal PDVSA GAS.

Los proyectos K12B y Otway desarrollados en el Mar del Norte y sur de Australia respectivamente, son los proyectos que a nivel de subsuelo y que por sus datos de profundidad (4000m y 2000m), uso del CO₂ (recuperación mejorada del petróleo y disposición) y tipo de almacenamiento (yacimientos de gas agotados), tienden a parecerse a las condiciones que se presentan en los campos Santa Rosa y Zapatos – Mata R. Para un mayor detalle de ésta información ver Anexo A.

Mientras que a nivel de superficie, los proyectos Sleipner e In Salah ubicados en el Mar del Norte y en el desierto de Argelia central, respectivamente, pueden ser comparados con el caso Venezolano, puesto que el CO₂ producido proviene de plantas de procesamiento de gas natural.

CAPÍTULO V

SUMARIO, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de los resultados obtenidos se generan las siguientes conclusiones y recomendaciones.

5.1 SUMARIO Y CONCLUSIONES

- La captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CAC), se plantea como una opción tecnológica a nivel mundial por estabilizar los niveles de dióxido de carbono en la atmósfera, empleando tecnologías e infraestructuras ya existentes.
- Los yacimientos seleccionados para evaluar el almacenamiento subterráneo de CO₂ fueron los siguientes: yacimiento A ubicado en el miembro Colorado de la Formación Oficina en el Campo Santa Rosa del Área Mayor de Anaco (AMA) y el yacimiento B ubicado en la arena L de la Formación Oficina del Campo Zapatos-Mata R en el Área Mayor de Oficina (AMO).
- Los pozos seleccionados para su evaluación petrofísica correspondiente, fueron los siguientes: 69 del Campo Santa Rosa y 13, 17 y 48 pertenecientes al campo Zapatos-Mata R.
- El cálculo de la capacidad de almacenamiento de CO₂, por el método B de los registros petrofísicos podría ser el más idóneo, debido a que presenta un estudio y evaluación más detallada arrojando datos más específicos y precisos, en comparación con el método A de los mapas isópacos estructurales.
- La capacidad de almacenamiento de CO₂ obtenida para el yacimiento A calculado por el método A es de $63,8 \times 10^7$ y por el método B es de 4,83 Mton,

de igual manera para el yacimiento B los resultados obtenidos son $6,64 \times 10^7$ y 1,84 Mton respectivamente.

- Los mapas isópacos-estructurales, indican que los espesores promedios del yacimiento A es de 14,37 pies y de 5,74 pies para el yacimiento B.
- Litológicamente los yacimientos A y B presentan una roca almacén de tipo arenisca y una roca sello caracterizada por limolitas y lutitas, garantizando el almacenamiento subterráneo del CO₂ evitando su migración vertical y así mismo asegurando su integridad.
- La porosidad obtenida por medio de los registros petrofísicos de los pozos evaluados indican que está entre 11,4% y 12,5%, mientras que la permeabilidad de 118,4 a 836,4 mD, garantizando el almacenamiento de CO₂ en estos yacimientos.
- El pozo 13 del yacimiento A, ubicado en el campo Zapatos-Mata R, en su evaluación petrofísica arrojo mayor porosidad de 12,6% en comparación con los demás pozos de evaluados, deduciendo así, que podría presentar mayor capacidad de almacenamiento.
- El pozo 48 ubicado en el yacimiento B, del campo Zapatos-Mata R, presento mayor permeabilidad de 836,4 mD en comparación con los otros pozos de estudio, garantizando aun más que se evite la migración del CO₂ después de ser inyectado.
- De acuerdo a la información obtenida a través de los registros petrofísicos como porosidad y permeabilidad, se infiere que el mejor intervalo para almacenar CO₂ lo presenta el Campo Santa Rosa, aunado a esto, es el que presenta mayor extensión areal ($112,72 \times 10^6$).

- La arena neta estimada por los registros petrofísicos, dio como resultado 18 pies para el yacimiento perteneciente al Campo Santa Rosa y 17 pies para el Campo Zapatos-Mata R.
- Las profundidades de los yacimientos varían entre -7602 pies para el yacimiento A y -11402 pies para el yacimiento B, lo que permite mantener al CO₂ bajo condiciones supercríticas (profundidad igual o mayor a los -2.624 pies) en el medio poroso y por ende, tener una mayor densidad durante su vida en el subsuelo.
- Los años de inyección calculados para cada yacimiento, demostraron que estos se llenaran más rápido cuando se inyecte el CO₂ proveniente de la planta San Joaquín (23 años para el yacimiento A y 9 años para el yacimiento B) y viceversa, para el caso del CO₂ proveniente de la planta Soto (182 para A y 70 años para B).
- Aparentemente, las condiciones geológicas de ambos yacimientos estudiados, aseguran tener una formación almacén adecuada, una formación sello competente y un marco geológico relativamente estable, evitando así, comprometer la integridad del almacén.
- La capacidad de almacenamiento de CO₂ de los yacimientos seleccionados no sólo está limitada por aspectos geológicos, sino que también se deben considerar aspectos de índole ambiental, ingenieril, legal y económico.
- Se determinó que el yacimiento A presenta mayor porosidad, permeabilidad y espesor de las arenas al NE del área de estudio, considerando la misma como una posible zona favorable para el almacenamiento de CO₂, mientras que en el yacimiento B análogamente al yacimiento A, la zona más apta para aplicar esta tecnología se ubica al norte del área de estudio.

5.2 RECOMENDACIONES

En función de los resultados obtenidos en el presente trabajo y con miras a fortalecer los aportes generados en el mismo, se recomienda lo siguiente:

- Fomentar el registro y consolidación de la información a través de la creación de bases de datos que contengan los resultados de los estudios realizados a yacimientos candidatos para el Almacenamiento Geológico de CO₂, de modo que puedan ser empleados en futuros trabajos de investigación de la misma índole.
- Para evaluar distintos yacimientos prospectos con fines de almacenamiento geológico de CO₂, se puede emplear una metodología similar a la planteada en el presente trabajo, sin embargo, debido a la complejidad intrínseca de cada zona de estudio, se recomienda abordar cada caso de manera individualizada.
- Evaluar los yacimientos de la Formación Oficina que se encuentran a menor profundidad en comparación con el yacimiento A del Área Mayor de Anaco (AMA), por ejemplo los Miembros Amarillo, Verde, Naranja. Por su parte, para el Área Mayor de Oficina (AMO), evaluar la factibilidad de recuperación de las reservas remanentes implementando tecnologías de Recuperación Mejorada de Petróleo por inyección de CO₂ (EOR-CO₂, por sus siglas en inglés) en las arenas H-I-J-K, ubicadas por encima de la arena L.
- Para el enfoque planteado al yacimiento B, Campo Zapatos-Mata R, se recomienda emplear herramientas de simulación de yacimientos para estimar el factor de recobro adicional que se pueda obtener por inyección de este gas en estado supercrítico.
- Evaluar la factibilidad técnico-económica de utilizar el dióxido de carbono que sería producido por las futuras plantas de procesamiento de gas de Soto y

San Joaquín, con fines de recuperación mejorada de condensado y petróleo liviano, más que disponer el CO₂ simplemente en el subsuelo.

- Realizar un estudio más detallado y profundo en cuanto a la geología estructural del área como mapas de fallas, ya que es de gran importancia debido a que esto influye en la integridad del yacimiento.

CAPITULO VI

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBERDING, H.; L. M. BANKS; K. F. DALLMUS Y J. DE SISTO, 1958. *The question of turbidity currents in the Oficina Formation*. (Panel discussion). Asoc. Venez. Geol., Min. y Pet., Boll Inform.

ALMEIDA, J., RIVAS, O. (1992). “*Inyección de CO₂. Selección de Yacimientos. Candidatos a la selección de Dióxido de Carbono*”. Departamento de Yacimiento, sección de simulación de yacimiento. Informe técnico. PDVSA-INTEVEP, S.A.

AUDEMARD, F. (1991). *Tectonics of western Venezuela*. Ph.D. Thesis, Rice University (Houston). Pp 245.

AUDEMARD, F.; I. AZPIRITXAGA; P. BAUMANN; A. ISEA Y M. LATREILLE, 1985. *Marco geológico del terciario de la faja petrolífera del Orinoco, Venezuela*. VI Cong. Geol. Venez., Caracas, 1985, S.V.G.

BALAT, H AND CAHIDE. OZ (2007) *Technical and economic aspects of carbon capture and storage-a review*. Energy Exploration & Exploitation, Volumen 25, número 5. pp 357-392.

BACHU, S AND CARROLL, J.J., (2004). *In situ phase and thermodynamic properties of resident brine and acid gases (CO₂ and H₂S) injected into geological formations in western Canada*, In: Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vol. 1: Peer-reviewed Papers and Plenary Presentations, Vancouver, BC.

BENNACEUR, K., GUPTA, N., MONEA, M., RAMAKRISHNAN, T., RANDEN, T., SAKURAI, S., WHITTAKER, S. (2005). “*Captación y Almacenamiento de CO₂: Una Solución al Alcance de la mano*”.

BENSON, S., OLDENBURG, C. (SF) “*Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery: Identifying Candidate Sites for Pilot Study*”. Earth Sciences Division 90-1116. Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley, CA.

BENSON, S., PRUESS, K., OLDENBURG, C. (SF) “*Process Modeling of CO₂ Injection into Natural Gas Reservoirs for Carbon Sequestration and Enhanced Gas Recovery*”. Earth Sciences División 90-1116. Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley, CA.

CABRA, L. (2009). “*Porvenir de los Combustibles Fósiles Captura y Almacenamiento de CO₂ en Oil&Gas*”. Aranjuez, España.

- CABRERA, F., MIDEROS, J., VILORIA, A., ANKAH, E., MÁRQUEZ, L., NIEVES, N. (2009). “*Inteligencia Tecnológica. Captura y almacenamiento geológico de CO₂ en las áreas de procesamiento de gas*”. PDVSA-INTEVEP, S.A.
- CALDERÓN, G., RODRÍGUEZ, S. (2001). “*Inteligencia Tecnológica, Resumen Ejecutivo, Inyección de CO₂, o gases de combustión como método de recuperación mejorada a partir de generación de gases por diferentes tecnologías y/o fuentes industriales*”. PDVSA.
- CAMPOS, V.; S. DE CABRERA Y R. LANDER, 1985. *Estratigrafía del noroeste de Anzoátegui*. VI Congreso Geológico de Venezuela., Caracas.
- CAMPOS, V.; A. DAAL; A. GONZÁLEZ; J. PIZON; H. CHOPPING DE JANVRY; G. B. MONTES; J. HERNÁNDEZ, 1988. *Síntesis tectónico-estratigráfica del norte de Anzoátegui-Monagas y su aplicación en la exploración de hidrocarburos*. III Simp. Boliv. Exp. Pet. Cuenca Subandina, S.V.G., Caracas.
- CASANOVA, V. (2006). “*Interactive Petrophysics 3.2*”. Guía de Entrenamiento. Schlumberger Information Solutions.
- COOPERATIVE RESEARCH CENTRE FOR GREENHOUSE GAS TECHNOLOGIES, CO2CRC (2008). Informe Técnico
- CRISTRICA, P., LÓPEZ, P., MORENO, R., VIRGENCIA, A. (2002). “*Factibilidad Técnico-Económica de Inyección de CO₂ en el Área Mayor de Anaco*”. Informe técnico. PDVSA Gas, INTEVEP.
- CROTTI, M., (2000). *Soluciones Integrales para la Ingeniería de Reservorios*. Servicios a la Industria del Petróleo y del Gas Natural.
- DA SILVA, C., (2006). *Evaluaciones Petrofísicas*. Informe Técnico. PDVSA.
- DEPARTMENT OF ENERGY, 1997. Informe Técnico
- DHABI, A. (2010). “*Global Technology Roadmap for CCS in Industry*”. United Nations Industrial Development Organization. United Arab Emirates.
- FLETT, M.A. GURTON R.M. AND TAGGART, I.J. (2004). *Heterogeneous Saline Formations: Long-term Benefits for Geo-sequestration of Greenhouse Gases* http://www.ghgt7.ca/papers_posters.php?topic=GEO-AQ.
- FUNKHOUSER, H. J.; L. C. SASS Y H. D. HEDBERG, 1948. *Santa Ana, San Joaquín, guarío and Santa Rosa oil fields (Anaco fields), central Anzoátegui, Venezuela*. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 32(10): 1851-1908.
- EMBID, S., LÓPEZ, P. (2002) “*Metodológica de Jerarquizaciones de Yacimientos candidatos para el Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural*”. Informe técnico. PDVSA-Intevep, S.A.

- ENDESA GENERACIÓN. (2006). “Captura y Almacenamiento de CO₂ a partir de Oxidación”. Madrid, España.
- ENDESA GENERACIÓN. (2008). “La Captura y Almacenamiento del CO₂ en el Mix Energético del 2030”. Madrid, España.
- ERLICH, R., AND S. BARRETT, (1990). *Cenozoic plate tectonic history of the northern Venezuela-Trinidad area*, *Tectonics*, 9, p. 161-184.
- ESCOBAR, F., (2004). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. La comunidad petrolera.
- FASOLA, M. (2008). “Captación y Almacenamiento de CO₂ CAC”. Dirección de Tecnología de YPF (CTA).
- FERRER, A. (1993). “Diccionario básico del proceso investigativo”. Ediciones: CIAR. pp. 56-75.
- FORMATION INDUSTRIES IFP TRAINING. (2005). “Initiation to Reservoir Simulation”. IFP. Enspm.
- GONZÁLEZ DE JUANA, C.; J. ITURRALDE DE AROZENA Y X. PICARD CADILLAT, 1980. *Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas*. Ediciones Foninves, 2 tomos, pp. 1031, 4 láminas. Caracas, Venezuela, Primera edición.
- GRUPO INTERGUBERNAMENTAL DE EXPERTOS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO (2005), *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono*.
- HEDBERG, H. D.; L. C. SASS Y H. J. FUNKHOUSER, 1947. *Oil fields of the greater Oficina area, central Anzoátegui, Venezuela*. Amer. Assoc. Petról. Geol. Bull.
- HEDBERG, H. D., 1950. *Geology of the eastern Venezuela Basin (Anzoátegui-Monagas-sucra eastern Guárico portion)*. Geol. Soc. Am. Bull.
- HERNÁNDEZ, R., FERNÁNDEZ, C., BAPTISTA, P., (1998). *Metodología de la Investigación*. Editorial Mc Graw Hill. México
- HERNÁNDEZ, E., PÉREZ, R. (2008). “Pruebas de Desplazamiento para Cuantificación del Recobro del Petróleo con mezcla ASP en el Yacimiento LL-03”. Arreglo 1, Prueba Piloto ASP. La salina. Informe Técnico. PDVSA-INTEVEP, S.A.
- INFORME STERN (2006). *Informe sobre la Economía del Cambio Climático*. Revista Científica y Técnica de Ecología y Medio Ambiente. Asociación Española de Ecología Terrestre.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). (2008). *Geologic Storage of Carbon Dioxide. Staying Safely Underground*. IEA Greenhouse Gas R&D Programme.

- KALDI, J.G. & GIBSON-POOLE, C.M. (2008). Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterization for CO₂ Storage Projects, CO₂CRC Report N°: RPT08-1001.
- KALDI, J. (2010). “*Storage 1- Site Selection: Capacity and Injectivity*”. Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO₂CRC). University of Adelaide, Australia.
- KAPPELLE, M. (2004). “*Diccionario de la Biodiversidad*”. Instituto Nacional de Biodiversidad (INBio) & Cooperacion Española (AEIC). Santo Domingo de Heredia.
- KAPPELLE, M. (2009). “*Cambio Climático*”. Fundación Global Democracia y Desarrollo (FUNGLODE)/Global Foundation for Democracy and Development (GFDD). Diccionario Enciclopédico Dominicano de Medio Ambiente.
- LASSEN, K., (1991). *Strikingly Good Agreement*. Instituto Meteorológico de Dinamarca (en Copenhague). <http://www.skepticalscience.com/solar-cycle-length.htm>.
- MARTÍNEZ, R. (2007). “*Almacenamiento Geológico de CO₂. Ponencia presentada en la I Jornada CENITCO₂ sobre capturas y almacenamiento de CO₂*”. Instituto Geológico y Minero de España.
- MORALES, V. (2007). “*Proyecto de Almacenamiento Subterráneo de Gas en Domas Salinos. Ponencia presentada en el V Congreso y Exposición de Gas Natural*”. Asociación Mexicana de Gas Natural. A.C. México, D.F.
- MÉNDEZ, O. (SF). “*Geología del Petróleo*”. Guía de Estudio. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología y Minas. Universidad Central de Venezuela.
- MÉNDEZ, O., 1985. *Historia geológica graficada de la cuenca oriental de Venezuela*. VI Congreso Geológico Venezolano., Caracas 1985, S.V.G.
- MENDOZA, V. (2005). “*Cretácico, Terciario y Reciente Sedimentario de Venezuela*”. Geología de Venezuela. Tomo II. Rocas Sedimentarias. Escuela Ciencias de la Tierra. Universidad de Oriente.
- MILLÁN, E., (2005). *Estudio sobre la factibilidad de CO₂ supercrítico en el oriente de Venezuela*. Informe Técnico. PDVSA.
- MOTISCKA, P. (1985). *Volcanismo Mesozoico en el subsuelo de la Faja Petrolífera del Orinoco, Estado Guárico, Venezuela*. VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 3: 1929- 1943.
- OLDENBURG, M. (2003). *Carbon Dioxide for Enhanced Gas Recovery and as Cushion Gas*. Climate Variability and Carbon Management Program. Research Summaries.

PARRA, K. (2002). *Estudio del sistema petrolero en el área del norte de Pirital, estado Monagas*. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. 118 p.

PASSEGA, R., 1953. *Sedimentary trends Colorado member of Oficina formation, San Roque, Anzoátegui, Venezuela*. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.,

PASSEGA, R., 1954. *Turbidity currentes and petroleum exploration*. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.

PASSEGA, R.; L. E. BARNES Y J. S. PITTMAN JR., 1958. *Two theories of deposition of Oficina Formation, eastern Venezuela*. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull.

PETROLEUM INDUSTRY, ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION. (2001). *“Climate change: A Glossary of Terms International”*. IPIECA. 3rd Edition.

PDVSA (2003). *“Elaboración del Modelo Petrofísico. Manual de estudios integrados de yacimientos”*. Volumen 2. Capítulo 2. Modelo Estático.

PDVSA-INTEVEP (2010). *“Fase I – “Estudio de las Opciones de Uso, Transporte y Almacenamiento del CO₂ generado a partir de las plantas de procesamiento de PDVSA Gas”*.

PDVSA Gas (2002). *“Fase II – “Estudio Integrado del Área Zapatos Mata R”*. Unidad de Explotación Anaco Gerencia de Estudios Integrados.

PDVSA Gas (2010). *“Informe General Del Área Operacional Anaco”*. Informe Técnico.

PDVSA Gas (2006). *Revisión estática yacimiento VEF1 RG-4.Campo Santa Rosa*. Estudios Integrados de Anaco. Puerto La Cruz. Informe Técnico.

PDVSA-INTEVEP (2010). *“Código Geológico de Venezuela”*.

PROBST, D. A., 1953. *Stratigraphic studies, greater Oficina, Venezuela, Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull.*

PEMS, M. (2009). *“Estudio de factibilidad para almacenamiento Geológico de CO₂ en yacimientos agotados Ubicados en el campo santa rosa – municipio Anaco, estado Anzoátegui”* Tesis de Maestría. Universidad Central de Venezuela.

PRADO, A., (2008). *“Almacenamiento Geológico de CO₂: Selecciones de Formaciones Favorables”*. Ponencia presentada en IX Congreso Nacional del Medio Ambiente, Cumbre del Desarrollo sostenible.

RIDER, M. (1986). *“The Geological Interpretation of Well Logs”*. Division of Johnwiles and Sons, New York.

ROURE, F., CARNEVALI, J.O., GOU, Y. Y SUBIETA, T. (1994). *Geometry and kinematics of the North Monagas thrust belt (Venezuela)*. Marine and Petroleum Geology 11 (3). pp 347-362.

RUIZ, C., (2008). “Almacenamiento Geológico de CO₂: Criterios de Selección de emplazamientos”. Ponencia presentada en IX Congreso Nacional del Medio Ambiente, Cumbre del Desarrollo sostenible.

SABUGAL, S. (2006). “Captura y Almacenamiento de CO₂ a partir de Oxidación”. Instituto Geológico de España.

SÁNCHEZ, J. (2002). “Plan Conceptual de Cambios Climáticos”. Gerencia de Ecología y Ambiente. INTEVEP, S.A

SCHLUMBERGER. “Principios /Aplicaciones de la Interpretación de Registros”. Schlumberger Educational Services. pp. 9-135.

TAMAYO Y TAMAYO (2001). *El Proceso de la Investigación Científica*. Editorial Limusa, México, D.F.

VILLEGAS, F., ELIAS, J., (1999). *Interpretación de registros de pozos de petróleo*. Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, Perú.

YORIS Y OSTOS (1997). “Evaluación de Pozos”. WE, Venezuela C 1997. Schlumberger. pp. 32-40.

VAN DER MEER, B. (2005). *Carbon Dioxide Storage in Natural Gas Reservoirs, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol 60, N° 3*, pp 527-536.

VEGA, L. (2008). “El dióxido de Carbono como Recurso. Ponencia presentada en el VII Seminario Internacional sobre el Cambio Climático Nuevas Tecnologías contra el cambio climático”.

VILAIM, A. (2005). “Fluids in the Reservoir. Geosciences and Reservoir Engineering”. PDVSA-INTEVEP, S.A.

REFERENCIAS ELECTRONICAS

- <http://avarana.blogspot.com/2008/10/dioxido-de-carbono-como-materia-prima.html>
- <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2009/01/estudio-de-geometria-de-una-trampa-y.html>
- <http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/search/label/Ley%20de%20Boyle>
- <http://medioambienteok.blogspot.com/search/label/Captura%20y%20Almacenamiento%20del%20CO2>
- <http://www.cenitco2.es/publicaciones/i18nfolder.2007-08>
- <http://sequestration.mit.edu/index.html>
- <http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/descubrimiento.htm>
- http://www.google.co.ve/imgres?imgurl=http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/4/47/Klimadiagramm_hadley_1850_2009.svg
- http://www.google.co.ve/imgres?imgurl=http://manuferronic.files.wordpress.com/2010/03/esquema_sobre_el_efecto_invernadero_que_produce_el_calentamiento_global1
- <http://www.google.co.ve/imgres?imgurl=http://starviewer.files.wordpress.com/2009/08/meteorologo4.jpg>
- http://www.google.co.ve/imgres?imgurl=http://web.ing.puc.cl/~power/alumno08/co2capture/AlmacGeo_clip_image002.jpg&imgrefurl
- <http://www.google.co.ve/imgres?imgurl=http://4.bp.blogspot.com>
- <http://www.google.co.ve/imgres?imgurl=http://www.mundogeologico.com.ve/petroleo/estratigrafica.JPG&imgrefurl>
- <http://www.google.co.ve/imgres?imgurl=http://labquimica.files.wordpress.com/2008/06/diagramafases.jpg&imgrefurl>
- <http://pdv.com/lexico/oriente>
- http://www.google.co.ve/imgres?imgurl=http://lh6.ggpht.com/seccion%2520estratigrafica_thumb
- http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2009_01_01_archive.html
- <http://www.geotecnologias.com/Documentos/what-is-arctgis-spanish.pdf>

CAPITULO VII

APÉNDICES Y ANEXOS

Todos los apéndices y anexos del Trabajo Especial de Grado “Estudio geológico para el almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo y gas, ubicados en el Área Mayor de Anaco y Oficina, estado Anzoátegui”, listados a continuación:

7.1 APÉNDICES

- Apéndice 1: Cálculos de volumen, capacidad de almacenamiento de CO₂ y tiempo de inyección
- Apéndice 2: Tablas de datos geofísicos del campo Santa Rosa y del campo Zapatos-Mata R.

7.2 ANEXOS

- Anexo A: Matriz de los proyectos a escala mundial de Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC)
- Anexo B: Mapas Isópacos-Estructurales de los yacimientos A ubicado en el campo Santa Rosa y el yacimiento B situado en el campo Zapatos-Mata R
- Anexo C: Mapas de Porosidad de los yacimientos A y B
- Anexo D: Mapas de Permeabilidad de los yacimientos A y B
- Anexo E: Secciones transversales
- Anexo F: Registros Petrofísicos elaborados y evaluados por la herramienta informática Interactive Petrophysics (IP)

APÉNDICES

APÉNDICE 1

Tablas de datos geofísicos del campo Santa Rosa y del campo Zapatos-Mata R.

**Parámetros petrofísicos para la selección de pozos del
yacimiento COEFG RG14 del Campo Santa Rosa**

SANTA ROSA	Profundidad		Rayos Gamma	Potencial Espontaneo	Resistividad	Conductividad	Densidad	Caliper	Porosidad Neutron
	Min.	MaX.							
00108RG-0011	500	11210	X	X					
00108RG-0015	5762	9483		X					
00108RG-0027	90	9020	X	X	X				X
00108RG-0050	1490	8400		X					
00108RG-0055	1496	8631	X	X	X			X	
00108RG-0079	1468	12137		X				X	
00108RG-0113	1600	8900	X	X				X	
00108RG-0231	5	15816	X	X			X	X	X
00108RG-0009	-2,5	10321	X	X					
00108RG-0012	5299	10760	X	X					X
00108RG-0016	30	9790	X	X					
00108RG-0028	90,5	9101	X	X					
00108RG-0053	1494	10853	X	X	X			X	
00108RG-0057	1511	10479	X	X	X				
00108RG-0107	7849,5	1495,5	X	X				X	
00108RG-0229	805	10441,5							

Parámetro petrofísicos para la selección de pozos del yacimiento L2U MVR64 del Campo Zapatos-Mata R

ZAPATOS	Profundidad		Rayos Gamma	Potencial Espontaneo	Resistividad	Conductividad	Densidad	Caliper	Porosidad Neutron
	Min.	Max.							
ZG-348	10180	13000	X			X	X	X	X
ZM-346	10530	12870	X	X	X	X		X	X
ZM-348	1990	12820	X			X	X	X	X
ZM-345	10337	12451	X						
ZG-0322									
ZG-0330									
ZG-0318									
MATAR	Profundidad		Rayos Gamma	Potencial Espontaneo	Resistividad	Conductividad	Densidad	Caliper	Porosidad Neutron
	Min.	Max.							
00108MVR0113 01	1733/ 71,293	2018/ 12434	X	X	X			X	
00108MVR0114 01	66,96/ 65,608	2007,46/ 7102,60	X	X	X			X	
00108MVR0117 01	0,25	12579	X				X	X	
00108MVR0118 01									
00108MVR0119 01	7798	12416	X				X	X	
00108MVR0120 01	7488	12694	X		X	X	X		X
00108MVR0121 01									
00108MVR0123 01	8885	12030	X		X	X	X	X	X
00108MVR0124 01									
00108MVR0125 01									
00108MVR0126 01	10390	12707	X				X	X	X
00108MVR0127 01									
00108MVR0128 01	8491	12307	X		X	X	X	X	X

00108MVR0129 01	10229	12562	X		X		X	X	X
00108MVR0130 01									
00108MVR0131 01	9674	12461	X					X	X
00108MVR0132 01									
00108MVR0133 01									
00108MVR0134 01	1877	10207	X		X	X	X	X	X
00108MVR0136 01									
00108MVR0137 01	10000	11481	X		X	X	X	X	X
00108MVR0138 01	120	12136	X				X	X	X
00108MVR0002 01	3900	12120	X	X					
00108MVR0003 01	3900	12320		X	X			X	
00108MVR0005 01	2960	12140	X	X				X	
00108MVR0006 01	2290	12208	X	X	X			X	
00108MVR0007 01	1070	12344	X	X	X			X	
00108MVR0011 01	2480	12510		X	X			X	
00108MVR0013 01	2480	12460		X	X			X	
00108MVR0014 01	2400	12860	X	X	X			X	
00108MVR0017 01	2500	12440		X	X			X	
00108MVR0019 01	1980	12840		X	X			X	
00108MVR0021 01	2020	11840	X	X	X			X	
00108MVR0053 01	2980	12364	X	X	X				
00108MVR0054 01									
00108MVR0055 01	2990	12276		X	X			X	
00108MVR0056 01	3030	12464		X	X			X	
00108MVR0057 01									
00108MVR0058 01	3010	12368	X	X	X			X	
00108MVR0059 01	2990	12280		X	X			X	
00108MVR0060 01	2980	12340		X	X			X	

00108MVR0062 01	2500	12320		X	X			X	
00108MVR0063 01	2430	12230	X	X	X			X	
00108MVR0064 01									
00108MVR0065 01	2480	12330	X	X	X			X	
00108MVR0066 01	2480	12386		X	X			X	
00108MVR0067 01	2460	12560		X	X			X	
00108MVR0068 01									
00108MVR0069 01	2410	12360		X	X			X	
00108MVR0070 01									
00108MVR0071 01	2480	12450	X	X	X			X	X
00108MVR0072 01									
00108MVR0073 01	2500	12610	X	X	X			X	
00108MVR0074 01									
00108MVR0075 01	2490	12850		X	X			X	
00108MVR0076 01									
00108MVR0077 01	2470	13010	X	X	X			X	X
00108MVR0078 01	2410	13030	X	X	X			X	
00108MVR0080 01	1880	13150		X	X			X	
00108MVR0081 01	2440	12710	X	X	X			X	
00108MVR0082 01	2500	13020		X	X			X	
00108MVR0083 01	2500	12810		X	X			X	
00108MVR0085 01	1950	11150		X	X			X	
00108MVR0086 01	1950	12240	X	X	X			X	
00108MVR0087 01	2070	12900	X	X	X			X	
00108MVR0088 01									
00108MVR0089 01	1990	12770		X	X			X	
00108MVR0090 01	2030	12490	X	X	X			X	
00108MVR0091 01	1950	11048		X	X			X	
00108MVR0092 01	2000	11180		X	X			X	
00108MVR0093 02									
00108MVR0094 01	2000	11080		X	X			X	

00108MVR0095 01	1770	11100	X	X	X			X	
00108MVR0096 01	1500	11670	X	X	X			X	X
00108MVR0097 01	1490	11860		X	X			X	
00108MVR0101 01	1544	11900	X	X	X		X	X	
00108MVR0103 01	2450	12250	X	X	X		X	X	
00108MVR0104 01	2500	11110		X	X			X	
00108MVR0105 01	2524	11180	X	X	X		X	X	X
00108MVR0106 01	50	11719	X	X	X		X	X	X
00108MVR0107 01	20	11755	X	X	X		X	X	X
00108MVR0108 01	2000	12710	X		X		X	X	X
00108MVR0109 01	1900	12886	X	X	X		X	X	X
00108MVR0110 01	37	11390	X	X	X		X	X	X
00108MVR0111 01	1920	12612	X		X		X	X	X
00108MVR0112 01	50	12360	X	X	X		X	X	X

APÉNDICE 2

Cálculos de volumen, capacidad de almacenamiento de CO₂ y tiempo de inyección

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DEL CO₂ SEGÚN EL MÉTODO A:

$$G_{CO_2} = A \cdot hg \cdot \varphi \cdot d \cdot E \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde:

G_{CO_2} : Capacidad de almacenamiento

A: Área del yacimiento

hg: Espesor de la arena

φ : Porosidad de la arena

d: Densidad del CO₂

E: Factor de eficiencia (fracción del volumen total de poros llenos de CO₂)

Es importante destacar que la porosidad tomada para cada yacimiento, es un promedio de las mismas; y se tomo un factor de eficiencia de 1%. Sustituyendo los datos de área del yacimiento y espesores de las arenas, obtenidos del software ArcGIS, en la Ecuación 6, se obtienen los siguientes resultados para los yacimientos A y B.

Yacimiento A

$$G_{CO_2} = 45,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \cdot 12\% \cdot 700 \text{ Kg/m}^3 \cdot 1\%$$

$$G_{CO_2} = 38,5 \cdot 10^6 \text{ Kg}$$

Yacimiento B

$$G_{CO_2} = 8,08 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \cdot 11\% \cdot 700 \text{ Kg/m}^3 \cdot 1\%$$

$$G_{CO_2} = 6,22 \cdot 10^6 \text{ Kg}$$

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DEL CO₂ SEGÚN EL MÉTODO B:

$$G_{CO_2} = \text{volumen neto} \cdot d$$

Yacimiento A

$$G_{CO_2} = 5,75 \cdot 10^7 \text{ m}^3 \cdot 700 \text{ Kg/m}^3$$

$$G_{CO_2} = 4,83 \cdot 10^9 \text{ Kg}$$

Yacimiento B

$$G_{CO_2} = 2,39 \cdot 10^7 \text{ m}^3 \cdot 700 \text{ Kg/m}^3$$

$$G_{CO_2} = 1,84 \cdot 10^9 \text{ Kg}$$

**TIEMPO DE INYECCIÓN DEL CO₂ SEGÚN LA CAPACIDAD DE
ALMACENAMIENTO OBTENIDA EN EL MÉTODO A.**

Para el cálculo del tiempo de inyección del dióxido de carbono, se toma en consideración la capacidad de almacenamiento de CO₂ obtenida según los métodos A y B; mientras que la producción de CO₂ que se observa, son valores estimados de las plantas de gas San Joaquín y Soto.

En tal sentido se obtiene el siguiente resultado:

- Planta San Joaquín

$$Tl = \frac{G_{CO_2}}{\text{Producción de CO}_2 \text{ San Joaquin}}$$

Yacimiento A

$$Ti = \frac{38,5 * 10^6 \text{ Kg}}{1,50 * 10^9 \text{ Kg/año}}$$

$$Ti = 18 \text{ años}$$

Yacimiento B

$$Ti = \frac{6,22 * 10^6 \text{ Kg}}{1,50 * 10^9 \text{ Kg/año}}$$

$$Ti = 2,9 \text{ años}$$

- Planta Soto

$$Ti = \frac{\text{GCO}_2}{\text{Producción de CO}_2 \text{ Soto}}$$

Yacimiento A

$$Ti = \frac{38,5 * 10^6 \text{ Kg}}{1,86 * 10^9 \text{ Kg/año}}$$

$$Ti = 145,4 \text{ años}$$

Yacimiento B

$$Ti = \frac{6,22 * 10^6 \text{ Kg}}{1,86 * 10^9 \text{ Kg/año}}$$

$$Ti = 23,5 \text{ años}$$

**TIEMPO DE INYECCIÓN DEL CO₂ SEGÚN LA CAPACIDAD DE
ALMACENAMIENTO OBTENIDA EN EL MÉTODO B**

- Planta San Joaquín

$$Ti = \frac{GCO_2}{\text{Producción de CO}_2 \text{ San Joaquín}}$$

$$Ti = \frac{\text{Yacimiento A}}{1,50 * 10^9 \text{ Kg/año}}$$

$$Ti = \frac{4,02 * 10^{10} \text{ Kg}}{1,50 * 10^9 \text{ Kg/año}}$$

$$Ti = 26,8 \text{ años}$$

$$Ti = \frac{\text{Yacimiento B}}{1,50 * 10^8 \text{ Kg/año}}$$

$$Ti = \frac{1,68 * 10^{10} \text{ Kg}}{1,50 * 10^8 \text{ Kg/año}}$$

$$Ti = 11,2 \text{ años}$$

- Planta Soto

$$Ti = \frac{GCO_2}{\text{Producción de CO}_2 \text{ Soto}}$$

$$Ti = \frac{\text{Yacimiento A}}{1,86 * 10^8 \text{ Kg/año}}$$

$$Ti = \frac{4,02 * 10^{10} \text{ Kg}}{1,86 * 10^8 \text{ Kg/año}}$$

$$Ti = 216,8 \text{ años}$$

Yacimiento B

$$Ti = \frac{1,68 * 10^{10} \text{ Kg}}{1,86 * 10^8 \text{ Kg/año}}$$

$$Ti = 90,3 \text{ años}$$

ANEXOS

ANEXO A

Matriz de los proyectos a escala mundial de Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC)

ANEXO B

Mapas Isópacos-Estructurales de los yacimientos A y B

ANEXO C

Mapas de Porosidad de los yacimientos A y B

ANEXO D

Mapas Permeabilidad de los yacimientos A y B

ANEXO E

Secciones Transversales de los mapas Isopacos-Estructurales de los Yacimientos A y B

ANEXO F
Registros Petrofísicos

Proyectos sobre Captura y Almacenamiento Geológico de CO₂

Proyecto	IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO				ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO					ASPECTOS TÉCNICOS - GEOLÓGICOS		ASPECTOS OPERACIONALES DE SUPERFICIE			COMENTARIOS
	País	Escala del Proyecto	Organización Líder	Fecha de Inicio	Formación	Edad	Tipo de Almacenamiento	Uso	Ubicación	Profundidad de la Formación	Litología	Masa de inyección diaria de CO ₂	Masa de inyección anual de CO ₂	Masa de Almacenamiento Total de CO ₂	
										m		toneladas métricas/día	toneladas métricas/año	toneladas métricas	
Sleipner	Noruega	Industrial	StatoilHydro	35309	Utsira	Terciario	Formación Salina	Disposición	Mar del Norte Noruega	800 - 1000	Cuarzo sin cementar y arenisca feldespática	3	1.000.000	20.000.000	Sleipner fue el primer proyecto de almacenamiento de CO2 comercial del mundo. Los hidrocarburos producidos tienen 9 % de CO2 que es removido antes de ser enviado onshore. STATOIL debe pagar US\$ 45 por tonelada métrica emitida a la atmósfera.
Weiburn	Canada	Industrial	PanCanadian	sep-00	Charles	Missisipiano	Yacimiento de Gas Agotado	Recuperación Mejorada de Petróleo	Weiburn, Saskatchewan Canada	1419	Carbonatos	3.000 - 5.000	1.000.000	20.000.000 - 22.000.000	Gasificación del Carbono de la Planta Great Plains Synfuels cerca de Beulah, Dakota del Norte. El CO2 es transportado hasta el sitio EOR Weiburn en Saskatchewan
In Salah	Argelia	Industrial	BP, Statoil y Sonatrach	2004	Krechba	Carbonifero	Yacimiento de Gas Agotado	Disposición	Desierto de Argelia Central	1800	Areniscas	3.000 - 4.000	1.200.000	17.000.000	El CO2 es removido del gas natural y reinyectado en una formación de arenisca.
K12B	Holanda	Demo	Gaz de France	2004	Rottelegendes	Permico	Fase 1: Yac Gas Agotado Fase 2: Recuperación Mejorada de Gas	Recuperación Mejorada de Petróleo y Disposición	Mar del Norte	4000	Areniscas	100 - 1.000	200,000	8.000.000	Este proyecto es 90 % financiado por el Gobierno de los Países Bajos. Su principal objetivo es poner a prueba el almacenamiento de CO2. Es el primer lugar del mundo donde la inyección de CO2 es en la misma reserva donde se produjo, junto con el metano.
Zama	Canadá		PCOR, Apache Canadá Ltd	2006			Yacimiento de Gas Agotado	Recuperación Mejorada de Petróleo	Cerca de la Ciudad Zama, Alberta	1470			67,000		La inyección de H2S con CO2 descarta la necesidad de tecnologías costosas para eliminar el H2S del CO2. El azufre fue previamente almacenado en grandes montículos en la superficie proporcionando un riesgo ambiental.
Snohvit	Noruega	Industrial	StatoilHydro	2008	Tubaen	Jurascico	Formación Salina	Disposición	Costa Afuera Noruego	2600	Areniscas	2,000	700,000	Sin precisar	La primera planta de gas natural en el mundo donde se elimina el CO2 para reinjectarlo en el lecho marino. La producción de gas empezó en 2007 y la captura de CO2 está planeada para el 2008.
Otway	Australia	Piloto	CO2CRC	2008	Waarre	Cretacico	Yacimiento de Gas Agotado	Disposición	Sur de Australia	2000	Areniscas	150 por 2 años	100,000	100	El Cambio Climático recibió una gran cantidad de atención e importancia en las elecciones gubernamentales australianas del 2007 y los proyectos de secuestro de CO2 son muy apoyados.
Ketzin	Alemania	Demo	GFZ Postdam	2006 - 2008	Stuttgart	Triasico	Formación Salina	Disposición	Ubicado en estructuras salinas del Norte de Alemania	700	La roca sello de la estructura la constituyen yeso y arcillas	100	30mil	60	Forma parte del proyecto integrado CO2-SINK, proyecto cuya finalidad es reducir las emisiones de CO2 provenientes de una planta
Frio	Estados Unidos	Piloto	Bureau of Economic Geology of the University of Texas	sep-04	Frio	Oligoceno	Formación Salina	Disposición	50 Km [30 millas] al noreste de Houton		El intervalo es heterogeneo. No contiene hidrocarburos	177 (por 9 días)		1.600	
Fenn Big Valley	Canada	Piloto	Alberta Research Council	1998	Grupo Mannville	Cretacico		Recuperación Mejorada de Metano en Capas de Carbón	Canada		Carbón	50		200	
Quinshui Basin	China	Piloto	Alberta Research Council	2003	Sbanxi	Carbonifero Permico		Recuperación Mejorada de Metano en Capas de Carbón	China		Carbón	30		150	
Yubari	Japon	Demo	Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry	2004	Yubari	Terciario		Recuperación Mejorada de Metano en Capas de Carbón	Japón		Carbón	10		200	
Recopol	Polonia	Piloto	TNO - NITG	2003	Silesian Basin	Carbonifero		Recuperación Mejorada de Metano en Capas de Carbón	Polonia		Carbón	1		10	
Salt Creek	Estados Unidos	Industrial	Anadarko	2004	Frontier	Cretacico		Recuperación Mejorada de Petróleo	USA		Areniscas	5000 - 6000		27.000.000	
Minami - Nagoaka	Japón	Demo	Research Institute of Innovative Technology for Earth	2002	Haizume	Pleistoceno	Formación Salina	Disposición	Japón		Areniscas	Max 40		10	
Gorgon	Australia	Planeado para Industrial	Chevron	Planeado para el 2009	Dupuy	Jurascico Tardio	Formación Salina	Disposición	Australia		Areniscas masivas, sellos de Pizarra	10.000		Sin precisar	
Teapot Dome	Estados Unidos	Demo	RMOTC	2006	Fm Tensleep and Red Peak	Permico	Formación Salina	Recuperación Mejorada de Petróleo	USA		Areniscas	170 por 3 meses		10	
CSEMP	Canada	Piloto	Suncor Energy	2005	Ardley	Terciario		Recuperación Mejorada de Metano en Capas de Carbón	Canada		Carbón	50		10	
Pembina	Canada	Piloto	Penn West	2005	Cardium	Cretacico		Recuperación Mejorada de Petróleo	Canada		Areniscas	50		50	
Williston	Estados Unidos		Centro de Investigación de Energía y Ambiente de la Universidad de North Dakota, Basin Electric Power Cooperative & Encore Energy	2010 - 2014					Transporte desde Dakota del Norte al Este de Montana						Proyecto diseñado para transportar un mínimo de 500.000 toneladas de CO2 por año desde la estación eléctrica Antelope, cuya fuente de poder es el carbón.
ZeroGen	Australia		Shell, GE Energy, Stanwell Corporation y otros	2012					Queensland						Para el año 2012 se pondrá en marcha la utilización de tecnologías de captura de CO2 para capturar el 90 % de las emisiones de CO2 a gran escala.
Mongstad	Noruega		Alstom y Statoil	2009 - 2010										80.000	El proyecto contempla una planta energética de 40 MW diseñada para capturar 80.000 toneladas de CO2



MAPA ISÓPACO-ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO A



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MINERA Y GEOLÓGICA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ASIGNATURA: 3-4
MAPA ISÓPACO-ESTRUCTURAL
DEL YACIMIENTO A

ESTUDIO GEOLÓGICO PARA EL ALMACENAMIENTO
DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS,
UBICADOS EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO Y OFICINA,
ESTADO ANZOÁTEGUI

MIANVER CARABEERON, OCTUBRE 2008

CAMPO SANTA ROSA ESTADO ARAUCA

COORDENADAS UTM

DISTURBIO LA CORDOBA

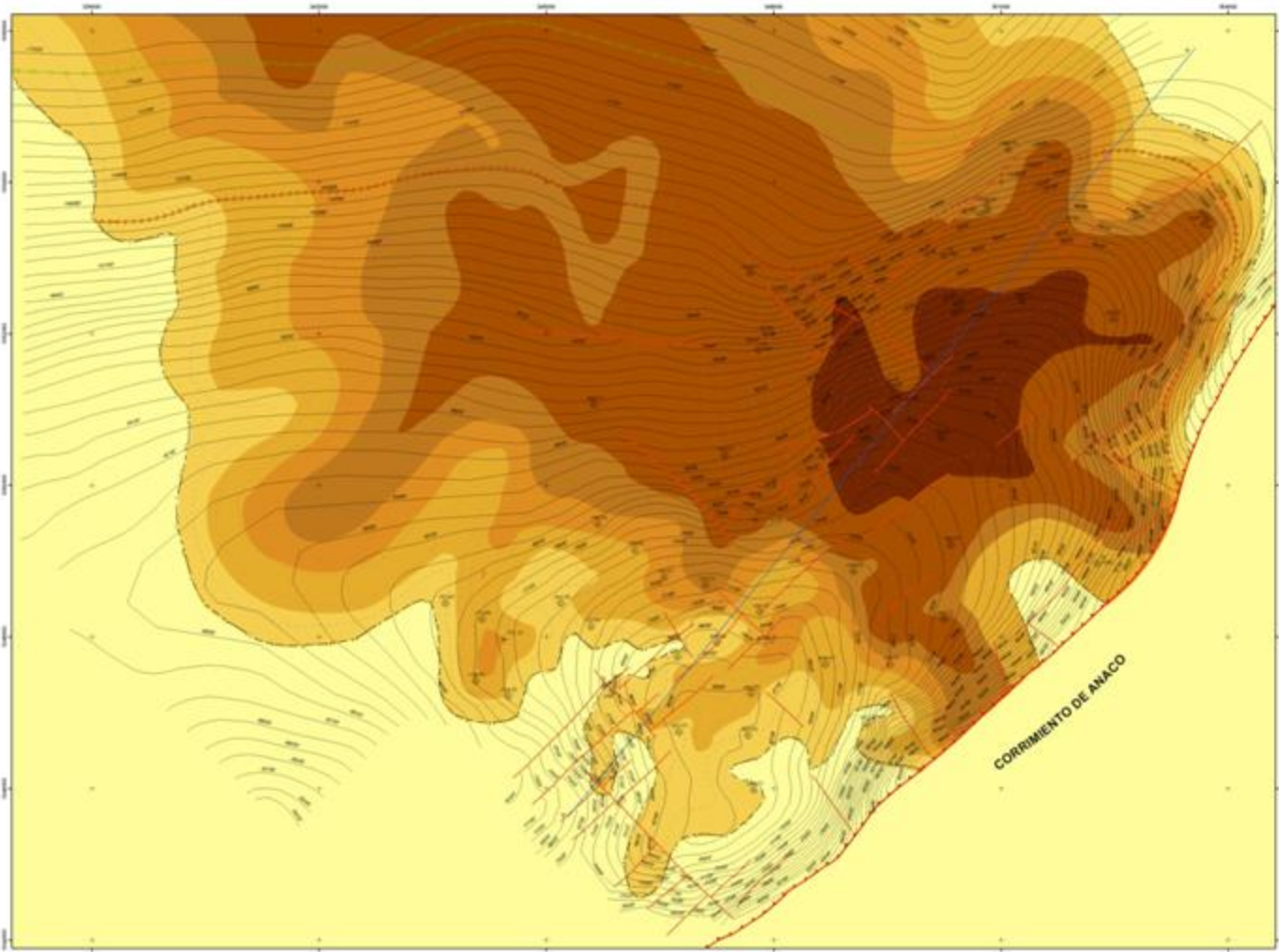
SITUACIÓN RELATIVA NACIONAL



LEYENDA

- Pozos de Estudio (Profundidad en pies)
 - Pozos de Control (Profundidad en pies)
 - Línea de Corte AA
 - contacto agua/petróleo
 - contacto gas/petróleo
 - Líneas Isopacas (intervalo 2')
 - Líneas Estructurales (intervalo 100')
 - Límites de la Roca
- Fallas**
- Falla Normal
 - Corrimiento
- Espesores (pies)**
- 0-100
 - 100-200
 - 200-300
 - 300-400
 - 400-500
 - 500-600
 - 600-700
 - 700-800
 - 800-900
 - 900-1000

1:25 000





MAPA ISÓPACO-ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO B



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y GEODÉSICA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANEXO B-2

MAPA ISOPACO-ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO B

ESTUDIO GEOLÓGICO PARA EL ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS, UBICADOS EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO Y OFICINA, ESTADO ANZOÁTEGUI

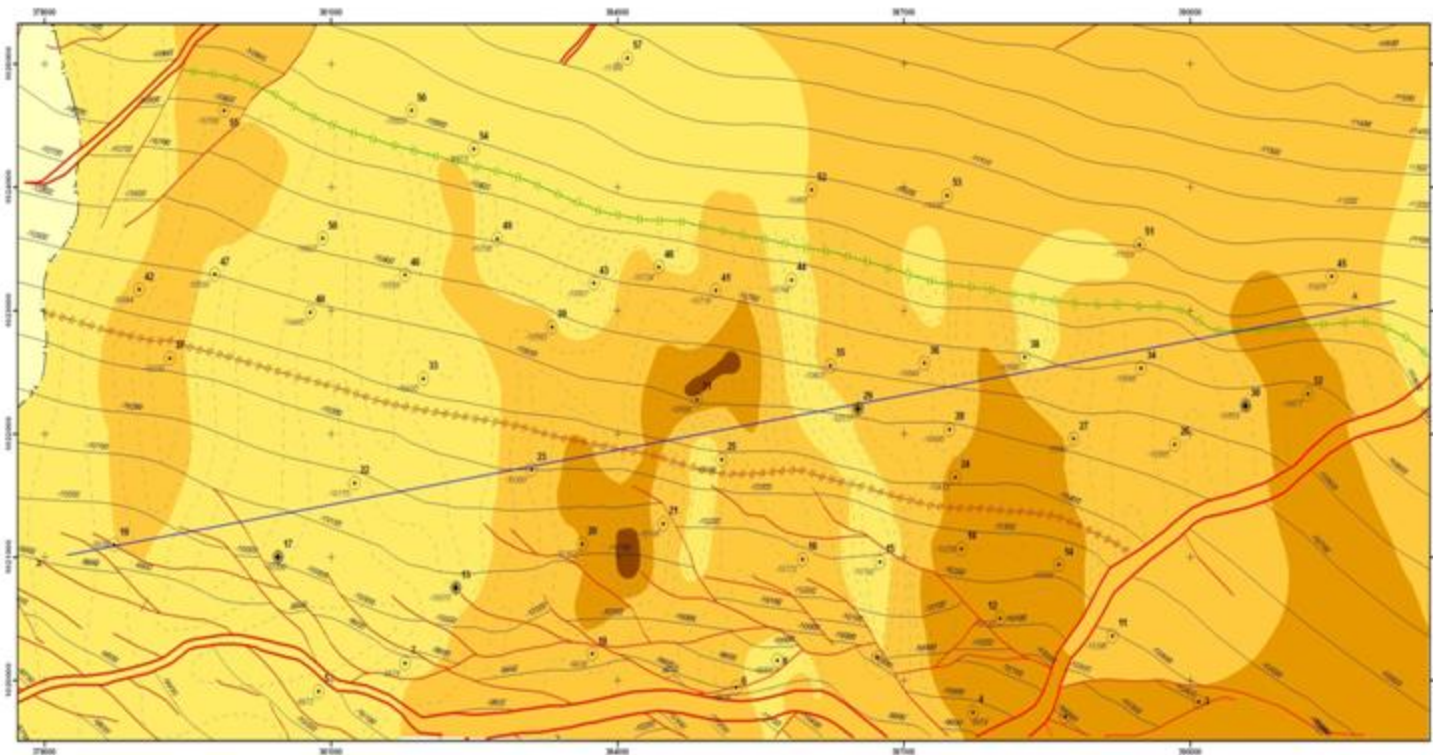
MILANYE R. CABALLERO N.

OCTUBRE 2010

CAMPOS ZAPITOS-MATA, ESTADO ANZOÁTEGUI

ORIGEN DE COORDENADAS UTM

DATUM LA CROSA



LEYENDA

- Pozos de Estudio (Profundidad en pies)
- Pozos de Control (Profundidad en pies)
- Línea de Corte A-A'
- contacto agua/petróleo (Intervalo 2')
- contacto gas/petróleo (Intervalo 100')
- - - Líneas Isopacas
- - - Líneas Estructurales
- Límites de la Roca

Fallas

- Falla Normal
- ▲ Corrimiento

Espesores (pies)

- 0
- 5
- 10
- 15
- 20



1:25.000



MAPA DE POROSIDAD DEL YACIMIENTO A CAMPO SANTA ROSA



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y GEODÉSICA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANEXO C-1

MAPA DE POROSIDAD DEL YACIMIENTO A

ESTUDIO GEOLÓGICO PARA EL ALMACENAMIENTO
DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS,
UBICADOS EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO Y OFICINA,
ESTADO ANZOÁTEGUI

MILANYE R. CABALLERO N.

NOVIEMBRE 2009

CAMPO ZARZOS-MATA R ESTADO ANZOÁTEGUI

ORÍGEN DE COORDENADAS UTM

DITUM LACANOA

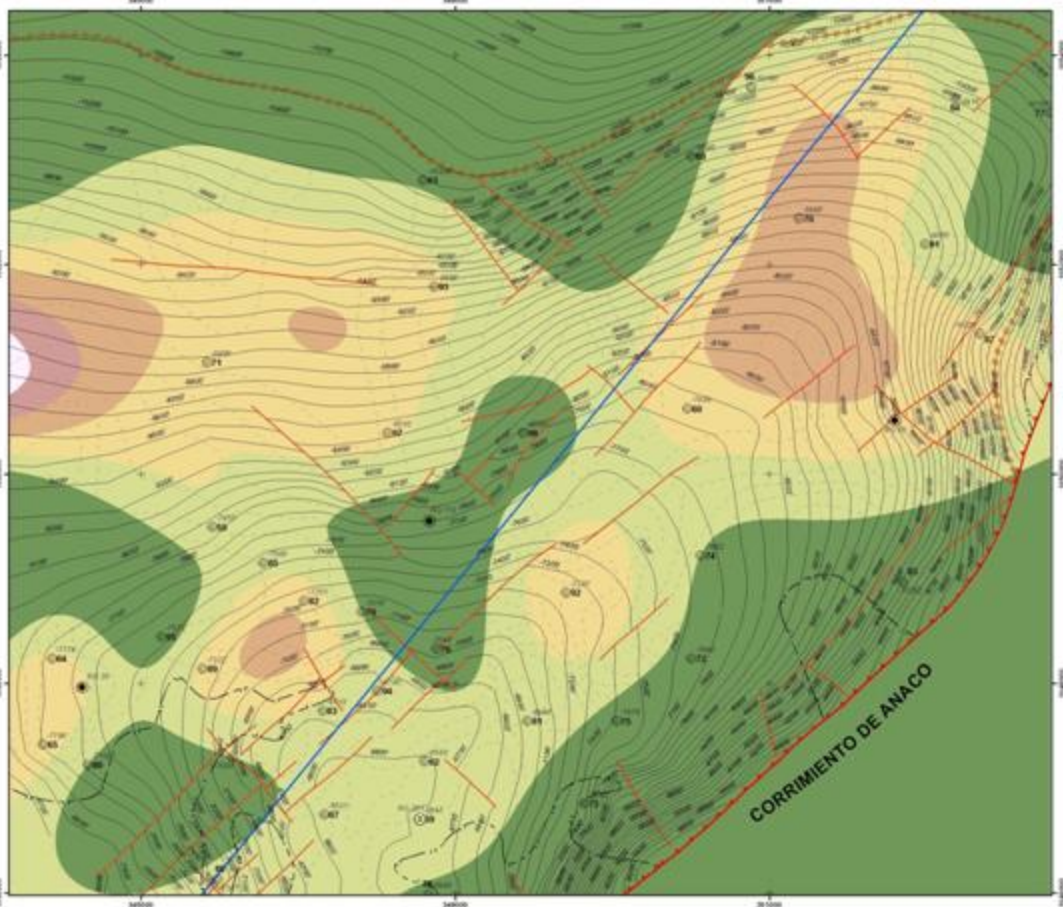
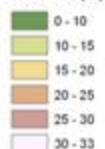
LEYENDA

- Pozos de Control (Profundidad en pies)
- Línea de Corte
- contacto agua/petroleo
- contacto gas/petroleo
- Líneas Isopacas (Intervalo 2')
- Líneas Estructurales (Intervalo 100')
- Límites de la Roca

Fallas

- Falla Normal
- Corrimiento

Porosidad (%)



1:25.000



MAPA DE POROSIDAD DEL YACIMIENTO B CAMPO ZAPATOS-MATA R



ANEXO C-2

MAPA DE POROSIDAD DEL YACIMIENTO B

ESTUDIO GEOLÓGICO PARA EL ALMACENAMIENTO
 DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS,
 UBICADOS EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO Y OFICINA,
 ESTADO ANZOÁTEGUI

MILANYE R. CABALLERO N.

NOVIEMBRE 2008


CAMPO ZAPATOS-MATA R ESTADO ANZOÁTEGUI

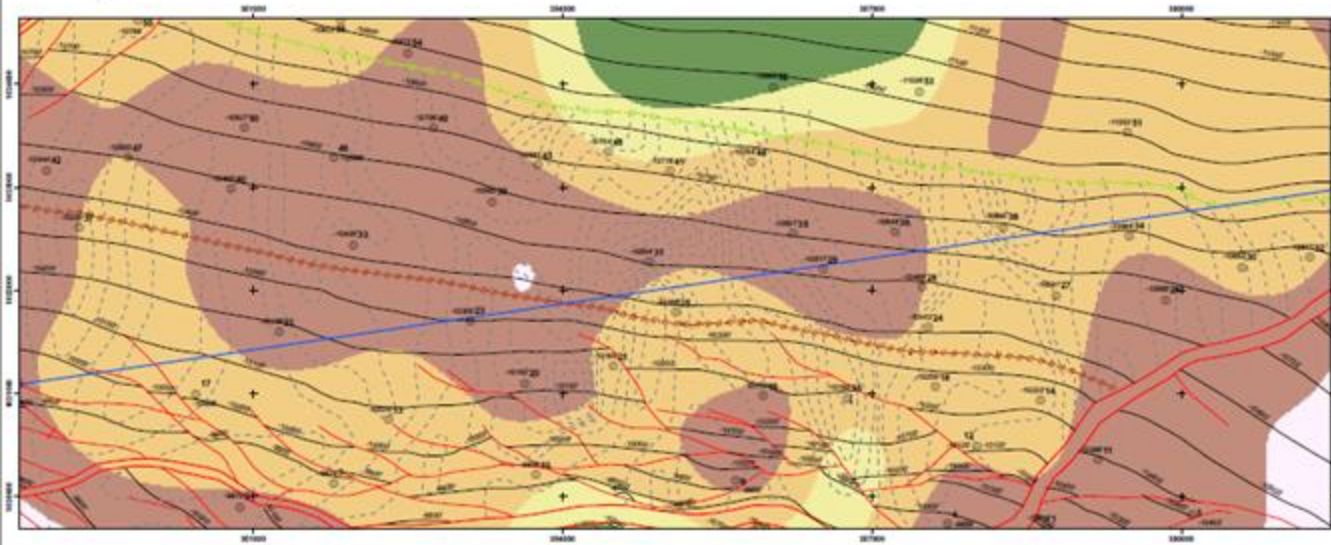
ORIGEN DE COORDENADAS UTM

DATUM LA CANOA

LEYENDA

-  Puntos de Control (Profundidad en pies)
 -  Línea de Corte
 -  Límites de la Roca
 -  Contacto gas-petróleo
 -  Contacto agua-petróleo
 -  Líneas Isobaras
 -  Líneas Estructurales (intervalo 100)
- Fallas**
-  Fala Normal Británica
 -  Fala Normal Anticlinal

- Porosidad (%)**
-  0 - 5
 -  5 - 10
 -  10 - 15
 -  15 - 20
 -  20 - 22



SITUACIÓN RELATIVA NACIONAL



1:25.000





MAPA DE PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO A CAMPO SANTA ROSA



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y GEOTÉCNICA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

AÑEJO D-1

MAPA DE PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO A

ESTUDIO GEOLÓGICO PARA EL ALMACENAMIENTO
DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS,
UBICADOS EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO Y OJICINA,
ESTADO ANZOÁTEGUI

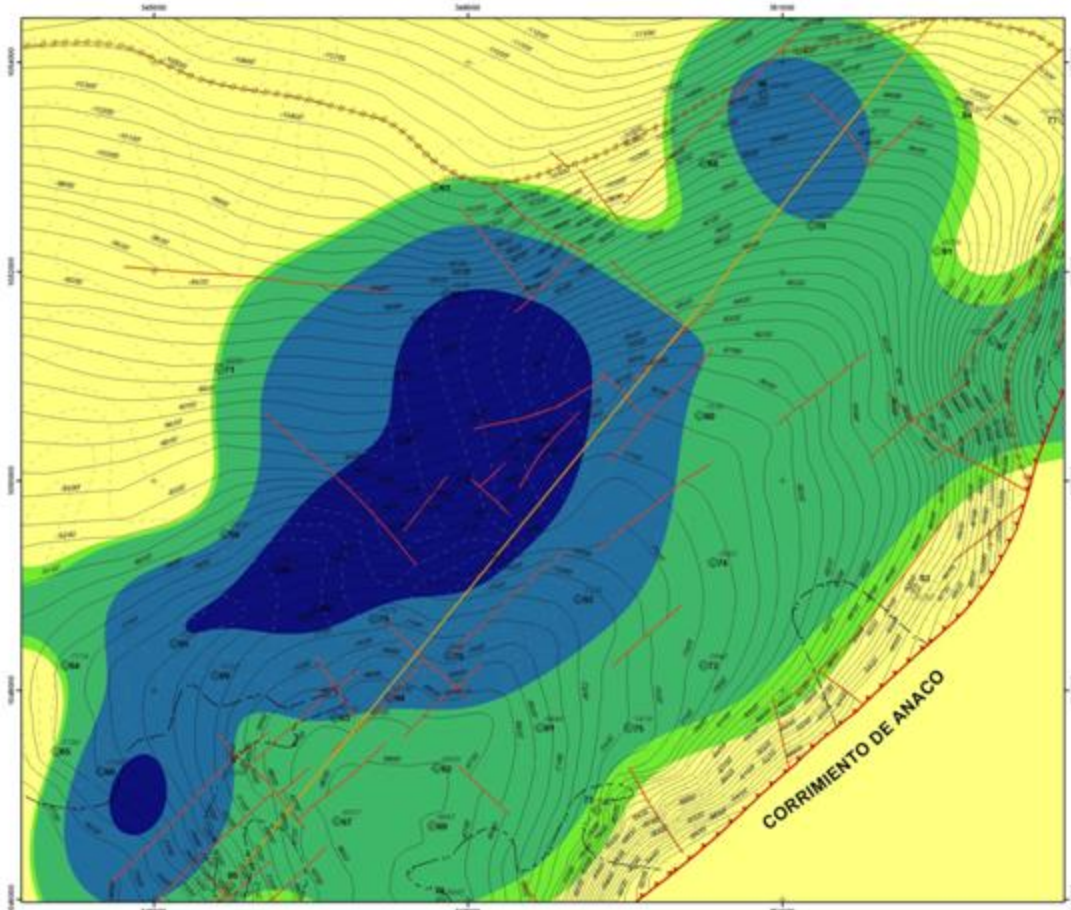
MILANYE B. CARALLERO N.

NOVIEMBRE 2009

CAMPO ZAPITOS-MAÍTA, ESTADO ANZOÁTEGUI

ORIGEN DE COORDENADAS UTM

DATUM LA CANCHA



LEYENDA

- Pozos de Control (Profundidad en pies)
- Línea de Corte
- contacto agua/petroleo
- contacto gas/petroleo
- Líneas Isopacas (Intervalo 2')
- Líneas Estructurales (Intervalo 100')
- Límites de la Roca
- Fallas**
 - Falla Normal
 - Corrimiento
- Permeabilidad (mD)**
 - 0 - 50
 - 50 - 100
 - 100 - 500
 - 500 - 1.000
 - 1.000 - 1.250

1:25.000





MAPA DE PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO B CAMPO ZAPATOS-MATA R



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE GEOLOGIA, MINAS Y GEOFISICA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANEXO D-2

MAPA DE PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO B

ESTUDIO GEOLÓGICO PARA EL ALMACENAMIENTO
DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS,
UBICADOS EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO Y OFICINA,
ESTADO ANZOÁTEGUI

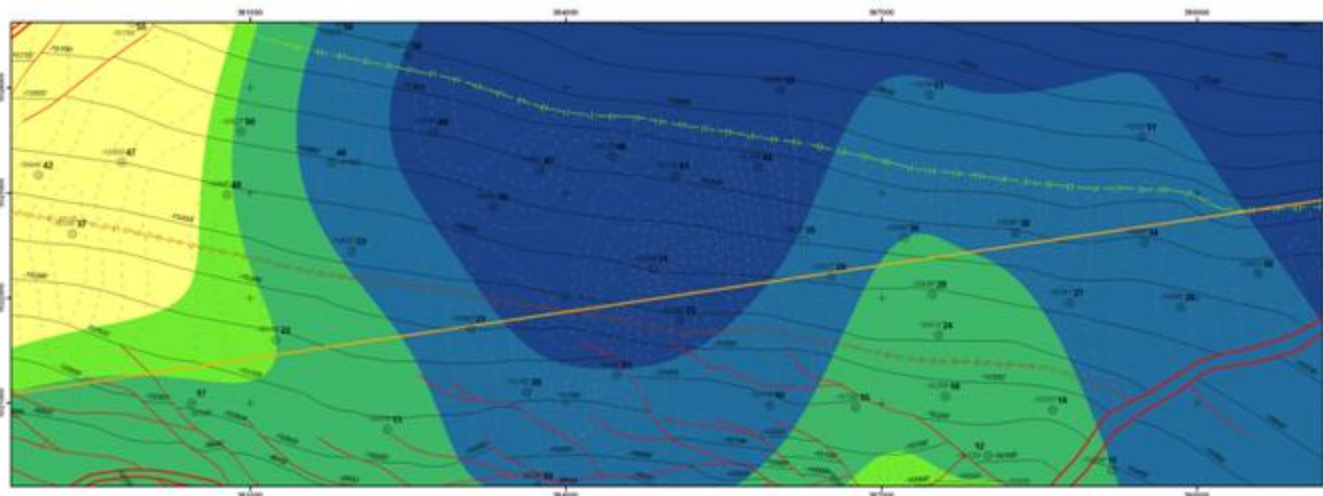
MILANVE R. CABALLERO N.

NOVIEMBRE 2019

CAMPO ZAPATOS-MATA R ESTADO ANZOÁTEGUI

ORIGEN DE COORDENADAS UTM

DATUM LA CANGA



SITUACION RELATIVA NACIONAL



1:25.000



LEYENDA

- Puntos de Control (Profundidad en pies)
 - Líneas de Corte
 - Límites de la Roca
 - Contacto gas-petróleo
 - Contacto agua-petróleo
 - Líneas Isopélicas (intervalo 2')
 - Líneas Estructurales (intervalo 100')
- Fallas**
- Falta Normal Sintética
 - Falta Normal Antisética
- Permeabilidad (mD)**
- 0-50
 - 50-100
 - 100-250
 - 250-500
 - 500-1.000

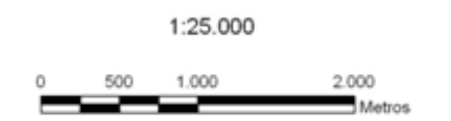
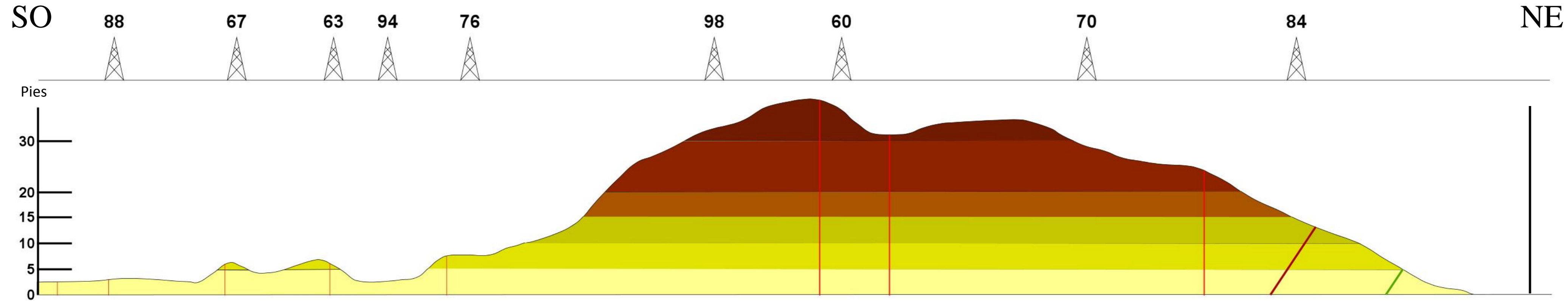
Sección A - A' del Yacimiento A Campo Santa Rosa

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y GEOFÍSICA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

Anexo: E 1
Sección A - A' del Yacimiento A,
Ubicado en el Campo Santa Rosa

Estudio Geológico para el Almacenamiento de CO2 en
yacimientos de petróleo y gas, ubicados en el área mayor
de Anaco y oficina, Edo. Anzoátegui

Milanye B.Caballero N. 2.010



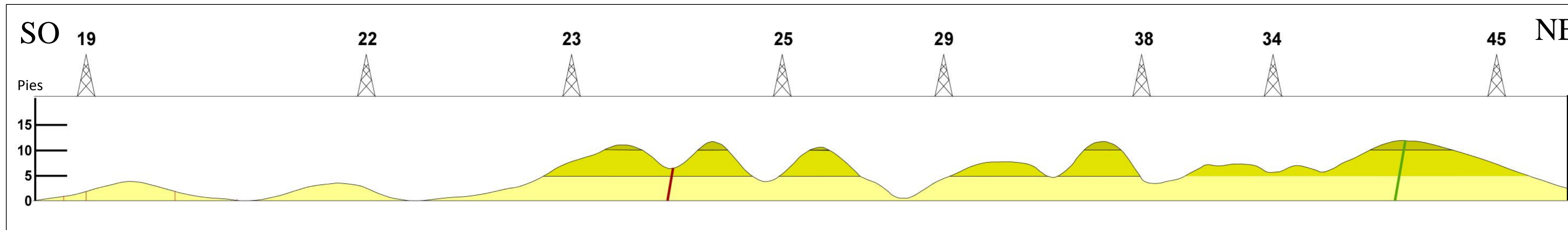
Sección A - A' del Yacimiento B Campo Zapatos – Mata R

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y GEOFÍSICA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

Anexo: E 1
Sección A - A' del Yacimiento A
Ubicado en el Campo Zapato Mata R

Estudio Geológico para el Almacenamiento de CO2 en
yacimientos de petróleo y gas, ubicados en el área mayor
de Anaco y oficina, Edo. Anzoátegui

Milanye B.Caballero N. 2.010



1:25.000

