

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA ALMACENAMIENTO  
GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub> EN YACIMIENTOS AGOTADOS  
UBICADOS EN EL CAMPO SANTA ROSA - MUNICIPIO  
ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por la Lic. Pens L, María del C  
para optar al Título  
de Magister en Ciencias Geológicas.

Caracas, 2009

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA ALMACENAMIENTO  
GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub> EN YACIMIENTOS AGOTADOS  
UBICADOS EN EL CAMPO SANTA ROSA - MUNICIPIO  
ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Manuel Serrano  
TUTOR INDUSTRIAL: Dr. Alfredo Vilorio

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por la Lic. Pens L, María del C  
para optar al Título  
de Magister en Ciencias Geológicas.

Caracas, 2009

**Pens L., María del C**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA ALMACENAMIENTO  
GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub> EN YACIMIENTOS AGOTADOS UBICADOS EN  
EL CAMPO SANTA ROSA - MUNICIPIO ANACO, ESTADO  
ANZOÁTEGUI**

**Tutor Académico: Prof. Manuel Serrano. Tutor Industrial: Dr. Alfredo  
Viloria. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología,  
Minas y Geofísica. Año 2009, 229p.**

**Palabras Claves:** CO<sub>2</sub>, yacimientos agotados, entrapamientos, almacenamiento,  
adsorción

**Resumen.** Actualmente la temperatura de la superficie de la Tierra ha aumentado considerablemente, de acuerdo al Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático originando lo que se conoce como el efecto invernadero, siendo el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) uno de los principales causantes de este efecto. Por lo tanto, debido a que el CO<sub>2</sub> es uno de los causantes del efecto invernadero, esta investigación contribuyó a evaluar el almacenamiento o disposición de este gas en yacimientos agotados y así contribuir a mitigar los niveles de emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera ayudando de esta manera a combatir el cambio climático. Para ello se evaluó la factibilidad del almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas, específicamente de arenas productoras de hidrocarburos ya agotadas ubicadas en el Campo Santa Rosa - Municipio Anaco, estado Anzoátegui. Para la realización del estudio geológico se utilizaron diez pozos correspondientes a tres arenas de este campo (VEC2, VEE1 y VEF1) y se realizaron pruebas de interacción roca-fluido (CO<sub>2</sub>) estáticas y dinámicas sólo con tres muestras. La caracterización geológica comprendió estudios estratigráficos donde se evaluaron las secciones estratigráficas; estructurales donde se interpretó el modelo estructural; sedimentológico que permitió la definición de las facies sedimentarias y petrofísicos donde se evaluaron los parámetros de porosidad, permeabilidad y

volumen poroso principalmente. Adicionalmente, se realizaron pruebas estáticas en unos autoclaves evaluando la interacción de las muestras con el CO<sub>2</sub> y utilizando dos secuestrantes de CO<sub>2</sub> (MEA y DEA) y las pruebas dinámicas se realizaron en un equipo que fue diseñado y montado para la evaluación la interacción roca- fluido (CO<sub>2</sub>); las condiciones utilizadas en estas pruebas fueron los datos de presión de abandono y temperatura actual de los yacimientos. Para estas pruebas de interacción roca-fluido las muestras fueron caracterizadas antes y después de la inyección por difracción de rayos X, microscopía electrónica de barrido entre otras y un análisis petrográfico. El estudio arrojó que la interacción entre la arena y el CO<sub>2</sub> es física principalmente; sin embargo, con las pruebas de adsorción de CO<sub>2</sub> a temperatura programada se evidenció que también ocurre quimisorción. De manera general tanto en las pruebas estáticas como dinámicas no se observaron cambios significativos en la mineralogía, porosidad y permeabilidad de las muestras posterior a la inyección de CO<sub>2</sub>. Es importante destacar que de acuerdo a los espesores de las arenas obtenidos de los mapas isópacos se obtuvo que es posible almacenar 5103, 9705 y 1669 MMpie<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> para las arenas VEC2, VEE1 y VEF1 respectivamente bajo las condiciones de P y T actuales de los yacimientos, de acuerdo al estudio estratigráfico los paquetes de lutitas intercaladas entre las arenas estudiadas poseen espesores promedio entre 100' y 200', condición favorable para garantizar un buen sello efectivo y así un almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
COMITÉ ACADÉMICO DEL POSTGRADO EN GEOLOGÍA,  
MINAS, GEOFÍSICA Y PETRÓLEO

VEREDICTO


Quienes suscriben, Miembros del Jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería y por el Consejo de Estudios de Postgrado de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el Trabajo Especial de Grado, presentado por la **Lic. María del Carmen Pens León**, portadora de la Cédula de Identidad No.14.200.367, bajo el título: “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub> EN YACIMIENTOS AGOTADOS UBICADOS EN EL CAMPO SANTA ROSA – MUNICIPIO ANACO, ESTADO ANZOATEGUI.”, a los fines de cumplir con el requisito legal para optar al Título de Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas, dejan constancia de lo siguiente:


1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los Miembros del Jurado, éste fijó el día 10 de Diciembre de 2009, para que la autora lo defendiera en forma pública, lo que ésta hizo en salón Zuloaga, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió satisfactoriamente a las preguntas que le fueron formuladas por el Jurado; todo conforme a lo dispuesto en los Artículos 44, 49, 50, 51 y 52 del Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa pública del trabajo, el Jurado decidió aprobarlo por considerar, sin hacerse solidario de las ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, el Jurado estimó que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación presenta un enfoque novedoso dentro del área de las Ciencias Geológicas.

En fe de lo cual se levanta la presente Acta, a los diez días del mes de Diciembre del 2009, dejándose también constancia de que, conforme a lo dispuesto en la normativa jurídica vigente actuó como Coordinador del Jurado, el Profesor **M.Sc. Manuel Serrano**.

  
M.Sc. Ovidio Suárez

  
Dr. José Centeno

  
M.Sc. Manuel Serrano  
Coordinador



## DEDICATORIA

*Hoy, al haber cumplido con una nueva meta mas en mi vida dedico mi triunfo a DIOS, por el don a la vida, la energía positiva que siempre me transmite y por iluminarme el camino hacia la culminación de mis nobles sueños.*

*También dedico este logro a mis abnegados padres, quienes con su constancia forjaron en mí el espíritu de superación por un mundo mejor. A mi adorada madre siempre a mi lado, fuerte apoyo espiritual y aporte fundamental de mi formación y principios, esencial estímulo de mis triunfos. A mi padre por su apoyo, amor y confianza.*

*A mi esposo por su amor, confianza y compañero de mi vida que durante la realización de este trabajo me apoyó incondicionalmente en todos los momentos buenos y no tan buenos.*

## **AGRADECIMIENTOS**

- A la ilustre Universidad Central de Venezuela quien me abrió las puertas una vez más para obtener un nuevo título en “LA CASA QUE VENCE LAS SOMBRAS”.
- Al profesor Manuel Serrano, por su gran ayuda en el desarrollo de este trabajo y apoyo durante la tutela del mismo. A demás, por impartirme sus valiosos conocimientos en la realización de este trabajo y durante mis estudios.
- Al Dr. Alfredo Vilorio por su ayuda, confianza y asesoramiento durante la realización de esta investigación. Por impartirme sus valiosos conocimientos y ayudarme realizar este trabajo con éxito.
- A Ilse Mideros y Frank Cabrera, pilares fundamentales en la realización de este trabajo. Además, por la confianza y amistad que me brindaron en todo este tiempo.
- A Carlos Urbina, Arturo Mendoza y Javier Espinosa por su gran colaboración y paciencia en el montaje del equipo de inyección de CO<sub>2</sub> y en el montaje de la celda.
- A los chicos del Centro de Geomática de PDVSA-Intevep por su receptividad y apoyo, especialmente a Wilmer Lozada y Lenin Ortega quienes me ayudaron y tuvieron mucha paciencia en la realización de los mapas y a Zureisy Marín en la digitalización de los registros de los pozos.
- A los muchachos de la Sala Santa Rosa en PDVSA Guaraguao por su gran receptividad, apoyo y colaboración; especialmente a Ernesto Vera, Rafael Guerra, Carlos Vásquez y Aurismery Mendoza.

- A Jairo Marín por su paciencia y ayuda en el arreglo de los instrumentos del equipo de inyección de CO<sub>2</sub> y a Ángel Omaña por su paciencia y apoyo en el montaje del programa de adquisición de datos del mismo.
- A Yasmely Itriago por su gran colaboración y por brindarme el apoyo en la realización de este trabajo, a Johhana Cano por su ayuda en los análisis de caracterización de las muestras y a Sylene González por su ayuda en los análisis petrográficos.
- A Henner Anzola, Ellys Laguado y Jesús Duque por la colaboración y el apoyo en la realización de los análisis de Difracción de Rayos X; a demás, por brindarme sus amistades y apoyarme en la realización de este trabajo.
- A Yefrenck Castro, Deibi Oliveros, José Moreno y Neel Montoya por su paciencia y colaboración con los instrumentos utilizados en el equipo de inyección de CO<sub>2</sub> y sus recomendaciones.
- Al señor Simón Yunez, apoyo fundamental en los análisis de caracterización de las arenas; a demás, por brindarme su valiosa amistad y sabiduría.
- Al señor Jorge López y William Blanco en la realización de los planos del equipo de inyección.
- A mis compañeros del IUT-RC, especialmente a Javier García, Raquel Árias, Martha Arteaga, Angelina Villani, Magaly Ramos, Miguel Marín, Leiry Centeno y Luís Betancourt por brindarme siempre el apoyo durante la realización de mis estudios. Y especialmente quiero agradecer a Gustavo Castro quien me ayudo en al realización de los análisis de MEB.
- A Intevp, por permitirme una vez más realizar mi Trabajo Especial de Grado y lograr así una nueva meta.



## ÍNDICE

	<b>Pág</b>
<b>CAPÍTULO I. EL PROBLEMA</b>	
1.1 Introducción.....	1
1.2 Planteamiento del problema.....	3
1.3 Justificación.....	4
1.4 Objetivos	
1.4.1 Objetivo General.....	5
1.4.2 Objetivos Específicos.....	5
<b>CAPÍTULO II. MARCO REFERENCIAL</b>	
2.1 Antecedentes.....	6
2.2 Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ).....	9
2.3 Fuentes de CO <sub>2</sub> .....	10
2.4 Definición de yacimiento.....	14
2.4.1 Clasificación geológica de los yacimientos.....	14
2.4.2 Yacimientos agotados.....	15
2.4.3 Yacimientos potencialmente aptos para el almacenamiento de CO <sub>2</sub> ...16	
2.5 Mecanismos de entrapamientos.....	18
2.5.1 Físicos.....	20
2.5.2 Químicos.....	21
2.6 Evaluación de las propiedades de las rocas que pueden ser usadas para almacenar o sellar.....	25
2.6.1 Porosidad.....	25
2.6.2 Clasificación geológica de la porosidad.....	26
2.6.3 Permeabilidad.....	28
2.7 Inyectividad.....	28
2.7.1 Inyección de CO <sub>2</sub> como un fluido supercrítico.....	29
2.8 Zona de Estudio.....	33
2.8.1 Geología Regional.....	33
2.8.1.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	33

2.8.1.2 Evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	35
2.8.1.3 Marco estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	37
2.8.2 Subcuenca de Maturín.....	40
2.8.3 Geología Local.....	42
2.8.3.1 Estructura del Campo Santa Rosa .....	43
2.8.3.2 Ubicación y descripción del Campo Santa Rosa.....	45
2.8.3.3 Estratigrafía del Área Mayor de Anaco.....	47
2.8.3.4 Estratigrafía del Campo Santa Rosa .....	50
2.8.3.5 Características de los entrapamientos y de las acumulaciones de hidrocarburos en el Área Mayor de Anaco.....	55
2.9 Definición de adsorción.....	56
2.10 Técnicas de caracterización.....	58
2.10.1 Microscopía electrónica de barrido (MEB).....	58
2.10.2 Difracción de rayos X (DRX).....	58
2.10.3 Análisis Termogravimétrico (TGA).....	59
2.10.4 Adsorción de Nitrógeno.....	59
2.10.5 Adsorción de CO <sub>2</sub> a temperatura programada (TPD).....	62

### **CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO**

3.1 Revisión y recopilación de la información.....	65
3.2 Selección de los pozos para el estudio.....	68
3.3 Caracterización Geológica.....	74
3.3.1 Modelo estructural.....	74
3.3.2 Modelo estratigráfico.....	75
3.3.2.1 Correlación geológica.....	75
3.3.3 Modelo sedimentológico.....	77
3.3.3.1 Mapa de distribución de electroformas.....	78
3.3.4 Modelo petrofísico.....	78
3.3.4.1 Determinación de propiedades petrofísicas de las muestras.....	79
3.3.5 Elaboración de mapas.....	80
3.3.5.1 Mapas isópacos-estructurales.....	80
3.4 Obtención y caracterización de los tapones.....	81

3.4.1 Caracterización de las muestras.....	81
3.4.2 Estudio litológico y mineralógico.....	82
3.4.2.1 Preparación de las muestras para estudio petrográfico.....	83
3.4.2.2 Análisis con Microscopia Electrónica de Barrido (MEB).....	85
3.4.2.3 Difracción de Rayos X (DRX).....	86
3.5 Técnicas de caracterización.....	88
3.5.1 Análisis Termogravimétrico (TGA).....	88
3.5.2 Adsorción de Nitrógeno.....	88
3.5.3 Adsorción de CO <sub>2</sub> a temperatura programada (TPD).....	88
3.6 Pruebas de laboratorio.....	91
3.6.1 Prueba estática gas-roca.....	91
3.6.2 Prueba dinámica gas-roca.....	95
3.6.2.1 Montaje del equipo de inyección de CO <sub>2</sub> .....	95
3.6.2.1.1 Equipos e instrumentos.....	95
3.6.2.1.2 Preparación de la muestra.....	96
3.6.2.1.3 Acondicionamiento del sistema.....	98
3.6.2.1.4 Acondicionamiento de la bomba de confinamiento.....	99
3.6.2.1.5 Instalación de la muestra en la celda de desplazamiento.....	99
3.6.2.1.6 Saturación del tapón con agua destilada.....	99
3.6.2.1.7 Instalación de la celda en el circuito de inyección de CO <sub>2</sub> .....	99
3.6.2.1.8 Desplazamiento de CO <sub>2</sub> en el circuito de inyección.....	100
3.6.2.1.9 Desmontaje del sistema de inyección.....	101

## **CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y DISCUSIONES**

4.1 Identificación de las fuentes de emisión de CO <sub>2</sub> en la industria petrolera....	102
4.2 Estudio geológico.....	105
4.2.1 Modelo estructural.....	106
4.2.1.1 Descripción del modelo estructural.....	106
4.2.1.2 Mapas estructurales.....	109
4.2.1.3 Mapas isópacos.....	110
4.2.2 Modelo estratigráfico.....	111
4.2.2.1 Descripción de las secciones estratigráficas.....	114

4.2.3 Modelo sedimentológico.....	117
4.2.4 Modelo petrofísico.....	123
4.2.4.1 Mapa de arena neta.....	123
4.2.4.1 Mapa de porosidad.....	124
4.2.4.3 Mapa de permeabilidad.....	125
4.2.5 Registro espectral (relación Torio Vs Potasio).....	125
4.3 Caracterización mineralógica y petrofísica de las arenas.....	128
4.3.1 Descripción de la arena VEC2.....	128
4.3.1.1 Textura.....	129
4.3.1.2 Mineralogía de los granos.....	134
4.3.1.3 Arcilla detrítica.....	136
4.3.1.4 Minerales autigénicos.....	137
4.3.1.5 Porosidad.....	138
4.3.1.6 Evaluación de la calidad del yacimiento.....	140
4.4 Interacción roca – fluido.....	141
4.4.1 Prueba estática gas-roca.....	141
4.4.2 Adsorción de CO <sub>2</sub> a temperatura programada (TPD).....	145
4.4.3 Caracterización física y química de las muestras.....	148
4.4.3.1 Análisis Termogravimétrico (TGA).....	148
4.4.3.2 Adsorción de nitrógeno (técnica BET).....	149
4.4.3.3 Difracción de rayos X y microscopía electrónica de barrido.....	153
4.4.4 Prueba dinámica gas-roca.....	154
4.4.4.1 Caracterización petrofísica y mineralógica de las muestras.....	156
4.4.4.2 Mineralización del CO <sub>2</sub> .....	165

## **CAPÍTULO V. CONCLUSIONES**

Conclusiones.....	167
-------------------	-----

## **CAPÍTULO VI. RECOMENDACIONES**

Recomendaciones.....	171
----------------------	-----

## **CAPÍTULO VII. BIBLIOGRAFIA**

Bibliografía.....	173
-------------------	-----

### **ANEXOS**

Anexo A: Diagrama del circuito para inyección de CO <sub>2</sub> .....	180
Anexo B: Diagrama del montaje del tapón en la celda triaxial.....	181
Anexo C: Modelo estructural del Campo Santa Rosa.....	182
Anexo D: Mapa estructural de la arena VEC2.....	186
Anexo E: Mapas isópacos de las arenas VEC2, VEE1 y VEF1.....	187
Anexo F: Cálculos de masa y volumen para almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	188
Anexo G: Correlación de secciones estratigráficas.....	192
Anexo H: Caracterización mineralógica y petrofísica de la arena VEE1.....	193
Anexo I: Caracterización mineralógica y petrofísica de la arena VEF1.....	205
Anexo J: Isotermas de adsorción – desorción de las muestras A, B y D con la MEA y DEA.....	226
Anexo K: Fotos de MEB posterior a las pruebas estáticas.....	228

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág
<b>Figura 1:</b> Potencial de generación de CO <sub>2</sub> en las diferentes zonas de producción.....	14
<b>Figura 2:</b> Clasificación geológica de los yacimientos.....	15
<b>Figura 3:</b> Sección fina de una arenisca porosa (porosidad en color azul).....	16
<b>Figura 4:</b> Tipos de formaciones de rocas que son utilizadas para almacenar CO <sub>2</sub> , incluyendo yacimientos agotados y gas, formaciones salinas profundas y yacimientos de carbón.....	17
<b>Figura 5:</b> Tipos de entrapamiento de CO <sub>2</sub> .....	20
<b>Figura 6:</b> Mecanismos de entrapamientos físicos.....	21
<b>Figura 7:</b> Contribución de cada mecanismo de entrapamiento a la seguridad de almacenamiento.....	22
<b>Figura 8.</b> Diagrama de fases del sistema CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> O.....	23
<b>Figura 9:</b> Mecanismos de entrapamientos.....	29
<b>Figura 10:</b> Diagrama de fases del CO <sub>2</sub> .....	30
<b>Figura 11:</b> Densidad del CO <sub>2</sub> con respecto a la profundidad.....	31
<b>Figura 12:</b> Interacciones entre el CO <sub>2</sub> inyectado y el reservorio.....	32
<b>Figura 13:</b> Cuencas Petrolíferas de Venezuela.....	33
<b>Figura 14:</b> Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	34
<b>Figura 15:</b> Estados de desarrollo de la placa del Caribe.....	36
<b>Figura 16:</b> Principales características estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	38
<b>Figura 17:</b> Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	39
<b>Figura 18:</b> Corte geológico del flanco norte de la Subcuenca de Maturín.....	40
<b>Figura 19:</b> Corte norte-sur de la Subcuenca de Maturín.....	41
<b>Figura 20:</b> Marco tectónico de la Subcuenca de Maturín.....	42
<b>Figura 21:</b> Mapa estructural del Área de Anaco, indicando los campos petrolíferos y el corrimiento de Anaco.....	44
<b>Figura 22:</b> Ubicación del Campo Santa Rosa.....	46
<b>Figura 23:</b> Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco.....	48
<b>Figura 24:</b> Columna estratigráfica del Campo Santa Rosa.....	51

<b>Figura 25:</b> Esquema de la evolución de la energía potencial de una molécula de gas acercándose a una superficie.....	57
<b>Figura 26:</b> Representación esquemática de los seis tipos de isothermas de adsorción.....	61
<b>Figura 27:</b> Diagrama de flujo con la metodología empleada.....	67
<b>Figura 28:</b> Mapa base del Campo Santa Rosa.....	71
<b>Figura 29:</b> Núcleos del pozo RG-3.....	72
<b>Figura 30:</b> Núcleos del pozo RG-6.....	73
<b>Figura 31:</b> Núcleos del pozo RG-10.....	74
<b>Figura 32:</b> Registro del pozo RG-231 del Miembro Verde.....	76
<b>Figura 33:</b> Porosímetro-Permeámetro automatizado marca CORETEST.....	80
<b>Figura 34:</b> Esquema de caracterización de las muestras.....	82
<b>Figura 35:</b> Microscopio ZEISS.....	84
<b>Figura 36:</b> Microscopio electrónico de barrido marca Philips.....	85
<b>Figura 37:</b> Equipo de Difracción de rayos X marca Philips.....	86
<b>Figura 38:</b> Equipo de adsorción a temperatura programada de CO <sub>2</sub> marca Micromeritics.....	88
<b>Figura 39:</b> Ajuste de la línea base para la desgasificación de la muestra.....	89
<b>Figura 40:</b> Ajuste de la línea base para la saturación de la muestra con CO <sub>2</sub> .....	90
<b>Figura 41:</b> Reactor tipo Batch.....	91
<b>Figura 42:</b> Montaje de las pruebas en el reactor tipo marca Parr.....	93
<b>Figura 43:</b> Fórmulas estructurales de la MEA y la DEA.....	94
<b>Figura 44:</b> Deformación térmica del núcleo concluido.....	97
<b>Figura 45:</b> Manga protectora del núcleo.....	98
<b>Figura 46:</b> Emisiones de CO <sub>2</sub> por tipo de fuente.....	100
<b>Figura 47:</b> Emisiones de CO <sub>2</sub> por instalaciones para PDVSA Gas.....	101
<b>Figura 48:</b> Potencial de generación de CO <sub>2</sub> en las diferentes zonas de producción.....	102
<b>Figura 49:</b> Columna estratigráfica con el registro tipo del área.....	103
<b>Figura 50:</b> Mapa base con los pozos de estudio.....	104
<b>Figura 51:</b> Ejes de deformación tectónica.....	105
<b>Figura 52:</b> Sección sísmica interpretada.....	106

<b>Figura 53:</b> Mallado de secciones estratigráficas.....	110
<b>Figura 54:</b> Mapa de índice de secciones de los pozos estudiados.....	111
<b>Figura 55:</b> Sección estratigráfica A-A', al tope VEF1.....	115
<b>Figura 56:</b> Sección estratigráfica B-B', al tope VEF1.....	116
<b>Figura 57:</b> Sección estratigráfica C-C', al tope VEF1.....	117
<b>Figura 58:</b> Mapa de ambiente sedimentario para la arena VEF1.....	119
<b>Figura 59:</b> Mapa de electrofacies de la arena VEC2.....	120
<b>Figura 60:</b> Mapa de electrofacies de la arena VEE1.....	121
<b>Figura 61:</b> Mapa de electrofacies de la arena VEF1.....	122
<b>Figura 62:</b> Mapa de arena neta VEF1.....	123
<b>Figura 63:</b> Mapa de porosidad VEF1.....	124
<b>Figura 64:</b> Mapa de permeabilidad VEF1.....	125
<b>Figura 65:</b> Gráfica Th Vs K del registro tipo.....	126
<b>Figura 66:</b> Gráfica Th Vs K del registro tipo entre 5000'-7000'.....	127
<b>Figura 67:</b> Fotomicrografías de la muestra A.....	130
<b>Figura 68:</b> Fotomicrografías de la muestra D.....	131
<b>Figura 69:</b> Fotomicrografías de la muestra E.....	132
<b>Figura 70:</b> Fotos de MEB de las muestras (a) A, (b) D y (c) E.....	133
<b>Figura 71:</b> Porosidad de las muestras A, D y E (MEB).....	139
<b>Figura 72:</b> Gráfica de presión Vs temperatura del CO <sub>2</sub> en los autoclaves.....	142
<b>Figura 73:</b> Capacidades de adsorción promedio para las muestras A, B y D.....	144
<b>Figura 74:</b> Gráfica de desorción de CO <sub>2</sub> para las muestras A, B y D.....	146
<b>Figura 75:</b> Gráfica de desorción de CO <sub>2</sub> de la muestra A.....	146
<b>Figura 76:</b> Gráfica de desorción de CO <sub>2</sub> de la muestra B.....	147
<b>Figura 77:</b> Gráfica de desorción de CO <sub>2</sub> de la muestra D.....	147
<b>Figura 78:</b> Análisis termogravimétrico de las muestras A, B y D.....	149
<b>Figura 79:</b> Isotermas de adsorción-desorción de las muestras A, B y D.....	150
<b>Figura 80:</b> Isotermas de adsorción-desorción de las muestras A, B y D (post- inyección de CO <sub>2</sub> ).....	152
<b>Figura 81:</b> Parámetros de control de la prueba dinámica.....	155
<b>Figura 82:</b> Fotomicrografía de la muestra A (prueba gas roca dinámica).....	158
<b>Figura 83:</b> Fotomicrografía de la muestra B (prueba gas roca dinámica).....	159



<b>Figura 84:</b> Fotomicrografía de la muestra D (prueba gas roca dinámica).....	160
<b>Figura 85:</b> Fotos de MEB de la muestra A (prueba dinámica).....	160
<b>Figura 86:</b> Fotos de MEB de la muestra A (prueba dinámica).....	163
<b>Figura 87:</b> Fotos de MEB de la muestra A (prueba dinámica).....	164
<b>Figura 88:</b> Elipse de deformación tectónica.....	182
<b>Figura 89:</b> Modelo evolutivo del pliegue fault-bend-fold.....	183
<b>Figura 90:</b> Fotomicrografía de la muestra B.....	194
<b>Figura 91:</b> Fotomicrografía de la muestra C.....	195
<b>Figura 92:</b> Fotos de MEB de las muestras (a) B y (b) C.....	197
<b>Figura 93:</b> Porosidad de las muestras B y C (MEB).....	203
<b>Figura 94:</b> Fotomicrografía de la muestra F.....	215
<b>Figura 95:</b> Fotomicrografía de la muestra G.....	216
<b>Figura 96:</b> Fotomicrografía de la muestra H.....	217
<b>Figura 97:</b> Fotomicrografía de la muestra I.....	218
<b>Figura 98:</b> Fotomicrografía de la muestra J.....	219
<b>Figura 99:</b> Fotomicrografía de la muestra K.....	220
<b>Figura 100:</b> Estructura masiva, estratificación paralela y cruzada.....	221
<b>Figura 101:</b> Fotos de MEB de las muestras (a) F, (b) G y (c) H.....	222
<b>Figura 102:</b> Fotos de MEB de las muestras (d) I, (e) J y (f) K.....	223
<b>Figura 103:</b> Porosidad de las muestras F, G y H.....	224
<b>Figura 104:</b> Porosidad de las muestras I, J y K.....	225
<b>Figura 105:</b> Isotermas de adsorción-desorción de la muestra A con MEA y DEA post-inyección de CO <sub>2</sub> .....	226
<b>Figura 106:</b> Isotermas de adsorción-desorción de la muestra B con MEA y DEA post-inyección de CO <sub>2</sub> .....	226
<b>Figura 105:</b> Isotermas de adsorción-desorción de la muestra D con MEA y DEA post-inyección de CO <sub>2</sub> .....	227

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>Pág</b>
<b>Tabla 1:</b> Propiedades físicas del dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ).....	10
<b>Tabla 2:</b> Sitios que son buenos para el almacenamiento geológico.....	18
<b>Tabla 3:</b> Parámetros considerados para la selección de los pozos.....	69
<b>Tabla 4:</b> Datos de los yacimientos seleccionados para el estudio.....	70
<b>Tabla 5:</b> Pozos seleccionados para las pruebas de laboratorio.....	72
<b>Tabla 6:</b> Características del sistema autoclaves.....	92
<b>Tabla 7:</b> Intervalo de medición y apreciación de los equipos del autoclave.....	92
<b>Tabla 8:</b> Condición de presión y temperatura para cada muestra.....	92
<b>Tabla 9:</b> Propiedades fisico-químicas del secuestrante MEA.....	94
<b>Tabla 10:</b> Propiedades fisico-químicas del secuestrante DEA.....	95
<b>Tabla 11:</b> Condiciones de las prueba.....	100
<b>Tabla 12:</b> Volumen efectivo de arena para almacenar CO <sub>2</sub> .....	111
<b>Tabla 13:</b> Datos de las muestras de la arena VEC2.....	128
<b>Tabla 14:</b> Resultados de DRX (roca total) para las muestras A, D y E.....	135
<b>Tabla 15:</b> Resultados de DRX (mineralogía de arcillas) para las muestras A, D y E.....	137
<b>Tabla 16:</b> Valores de porosidad y permeabilidad de las muestras A, D y E.....	140
<b>Tabla 17:</b> Muestras empleadas para las pruebas estáticas de adsorción.....	141
<b>Tabla 18:</b> Resultados de las capacidades de adsorción. Ensayo N°1.....	143
<b>Tabla 19:</b> Resultados de las capacidades de adsorción. Ensayo N°2.....	143
<b>Tabla 20:</b> Adsorción de CO <sub>2</sub> en ml/g de arena.....	145
<b>Tabla 21:</b> Área superficial y volumen de poro de las muestras A, B y D.....	151
<b>Tabla 22:</b> Área superficial y volumen de poro de las muestras A, B y D post- inyección de CO <sub>2</sub> .....	152
<b>Tabla 23:</b> Valores de tamaños de poros en unidades de Å.....	153
<b>Tabla 24:</b> Resultados de DRX (roca total) después de la inyección de CO <sub>2</sub> (prueba estática gas-roca).....	154
<b>Tabla 25:</b> Resultados de porosidad y permeabilidad antes y después de la inyección de CO <sub>2</sub> (prueba dinámica).....	157
<b>Tabla 26:</b> Resultados de DRX (roca total) prueba gas-roca dinámica.....	159

<b>Tabla 27:</b> Resultados de DRX (mineralogía de arcillas) prueba gas roca dinámica.....	158
<b>Tabla 28:</b> Datos de las arenas.....	188
<b>Tabla 29:</b> Masa de CO <sub>2</sub> que puede ser almacenado en las arenas a condiciones experimentales.....	189
<b>Tabla 30:</b> Volumen de CO <sub>2</sub> que puede ser almacenado en las arenas a condiciones experimentales.....	190
<b>Tabla 31:</b> Tiempo requerido para llenar completamente las arenas con CO <sub>2</sub> ....	190
<b>Tabla 32:</b> Masa y volumen de CO <sub>2</sub> que puede ser almacenado en las arenas a condiciones supercríticas.....	191
<b>Tabla 33:</b> Datos de las muestras de la arena VEE1.....	193
<b>Tabla 34:</b> Resultados de DRX (roca total) de las muestras B y C.....	198
<b>Tabla 35:</b> Resultados de DRX (mineralogía de arcillas) de las muestras B y C.....	200
<b>Tabla 36:</b> Medidas de porosidad y permeabilidad de las muestras B y C.....	202
<b>Tabla 37:</b> Datos de las muestras de la arena VEF1.....	205
<b>Tabla 38:</b> Resultados de DRX (roca total) de las muestras F, G, H, I, J y K.....	208
<b>Tabla 39:</b> Resultados de DRX (mineralogía de arcillas) de las muestras F, G, H, I, J y K.....	210
<b>Tabla 40:</b> Valores de porosidad y permeabilidad de las muestras F, G, H, I, J y K.....	212
<b>Tabla 41:</b> Área superficial y volumen de poro de las muestras A, B y D con MEA y DEA post-inyección.....	227

## Lista de símbolos y abreviaturas

<b>atm</b>	Atmosfera	<b>CO</b>	Monóxido de carbono
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de carbono	<b>ppm</b>	Partes por millón
<b>H<sub>2</sub>S</b>	Sulfuro de hidrógeno	<b>H<sub>2</sub></b>	Hidrógeno
<b>MEA</b>	Monoetanolamina	<b>CH<sub>4</sub></b>	Metano
<b>DEA</b>	Dietanolamina	<b>K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub></b>	Carbonato de potasio
<b>BTU</b>	British thermal unit	<b>KHCO<sub>3</sub></b>	Carbonato ácido de potasio
<b>lb/pulg</b>	Libras por pulgadas	<b>m</b>	Metro
<b>temp</b>	Temperatura	<b>cm<sup>2</sup></b>	Centímetros cuadrados
<b>g/mol</b>	gramos por mol	<b>Gg/año</b>	Gigatoneladas por año
<b>lb</b>	Libras	<b>φ</b>	Porosidad
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit	<b>cm<sup>3</sup></b>	Centímetros cúbicos
<b>°C</b>	Grados centígrados	<b>ml/min</b>	Mililitros por minutos
<b>psi</b>	Libras por pulgada cuadrada	<b>DTG</b>	Derivada del termograma
<b>Fe</b>	Hierro	<b>Á</b>	Amstrongs
<b>Mg</b>	Magnesio	<b>Z</b>	Factor de compresibilidad del CO <sub>2</sub>
<b>lpc</b>	Libras	<b>CO<sub>3</sub><sup>-2</sup></b>	Ion carbonato
<b>Zr</b>	Circón	<b>Qz</b>	Cuarzo
<b>Feld- K</b>	Feldespatos de potasio	<b>Feld- Na</b>	Feldespatos de sodio
<b>FR</b>	Fragmentos de rocas	<b>Pp</b>	Porosidad primaria
<b>Ps</b>	Porosidad secundaria	<b>M.Arc</b>	Minerales de arcillas
<b>MMPCN</b>	Millón de pies cúbicos normales por día		
<b>MMPCSD</b>	Millón de pies cúbicos estándar por día		

**MMMPCN** Miles de millones de pies cúbicos normales por día

**ENAGAS** Ente Nacional del gas

**MBN** Ministerio de Bienes Nacionales

**K<sub>2</sub>O/Na<sub>2</sub>O** Relación óxido de potasio/óxido de sodio

**lpc** Libras por pulgada cuadrada absolutas

**lpcm** Libras por pulgada cuadrada manométricas

**CO<sub>2</sub>/He** Relación dióxido de carbono/helio

**°C/min** grados centígrados por minutos

**cc/min** centímetros cúbicos por minutos

**MEB** Microscopía electrónica de barrido

**DRX** Difracción de rayos X

**TGA** Análisis Termogravimétrico

**IPCC** Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático

## **CAPÍTULO I EL PROBLEMA**

### **1.1 Introducción**

A finales del siglo XX la temperatura de la superficie de la Tierra ha aumentado en promedio 0,6 °C, lo que de acuerdo al Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), representa el índice de calentamiento más grande de los últimos 1.000 años, según valores obtenidos de núcleos de hielo y de cortes anulares de las cortezas de los árboles. El calentamiento del siglo XX se produjo en gran parte en dos períodos; un primer período comprendido entre 1910 y 1945, y un segundo período que va desde 1976 hasta el momento actual.

El efecto invernadero es un fenómeno natural que se produce cuando la radiación de onda larga emitida por la superficie terrestre es absorbida por los gases atmosféricos. Los gases que absorben parte de esta energía son denominados gases de *efecto invernadero* (IGE, por sus siglas en inglés) y son principalmente: el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), dióxido nitroso (N<sub>2</sub>O) y ozono (O<sub>3</sub>). Los clorofluorocarbonos (CFC), hidrofluorocarbonos (HFC) y algunos gases como monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y los compuestos orgánicos volátiles distintos al metano contribuyen también al efecto invernadero. Si bien el CO<sub>2</sub> tiene un potencial de calentamiento global relativamente pequeño comparado con otros gases, el volumen absoluto de CO<sub>2</sub> emitido hacia la atmósfera como subproducto de la quema de combustibles fósiles lo convierte en el mayor contribuidor (Sánchez *et.al.*, 2005).

Globalmente, más de 21.000 millones de toneladas métricas de CO<sub>2</sub> (Metz B, 2005) ó 5.700 millones de toneladas métricas de carbón fueron emitidas a la atmósfera en el año 2001, como resultado de la quema de petróleo, carbón y madera. Algunas estimaciones ubican las emisiones totales de CO<sub>2</sub> provenientes del petróleo, gas y carbón en más de 35.000 millones de toneladas métricas para el año 2025.

La captura y almacenamiento de dióxido de carbono, proceso también conocido como “captura y secuestro de dióxido de carbono” (CCS), es la separación del dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de las emisiones atmosféricas de los procesos industriales y el transporte y la disposición permanente del CO<sub>2</sub> en las profundidades bajo tierra en formaciones rocosas. Se prevé que la concentración de CO<sub>2</sub> aumentará del nivel actual de 374 ppm a 550-1000 ppm para el año 2100, lo que se traducirá en un aumento de la temperatura de 2 a 4,5 °C (3,6 a 8,1 °F) (Metz *et.al.*, 2005).

La operación de captura del dióxido de carbono en varias de sus formas de almacenamiento y operación, atrapa el CO<sub>2</sub> después de producido y lo inyecta en el subsuelo. Si se pone en práctica de manera sistemática, podrían transformarse las grandes fuentes de emisión de dióxido de carbono, como las centrales eléctricas alimentadas por carbón, en máquinas relativamente limpias en lo que se refiere a la disminución del calentamiento global.

Actualmente, se están realizando diversos estudios para el almacenamiento del CO<sub>2</sub> en el subsuelo, de manera tal de reducir las emisiones originadas por este gas. Existen tres tipos de formaciones geológicas que son objeto de una amplia consideración para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, entre los cuales se encuentran: yacimientos maduros (agotados) de crudo y gas, formaciones salinas profundas y capas de carbón inexplorables.

Las formaciones rocosas porosas que retienen o que (como en el caso de los yacimientos agotados de crudo o de gas) han retenido fluidos anteriormente como gas natural, crudo o salmuera son candidatos potenciales para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. De acuerdo a lo expuesto anteriormente, el presente trabajo tiene como finalidad estudiar la factibilidad del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en subsuelos de yacimientos agotados, ubicados en el campo Santa Rosa - municipio Anaco, estado Anzoátegui.

## **1.2 Planteamiento del problema**

El conocimiento de las implicaciones que puede tener el cambio climático generado por las actividades humanas ha crecido durante los últimos años. Este conocimiento ha supuesto un empuje a la investigación en la búsqueda de opciones para mitigar sus probables impactos. El almacenamiento de dióxido de carbono se presenta como una opción en la lista de acciones, para reducir o estabilizar el aumento de las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero.

El 16 de febrero de 2005 entró en vigor el *Protocolo de Kioto* sobre el cambio climático, el cual es un acuerdo internacional que tiene por objeto reducir las emisiones de los diferentes gases causantes del calentamiento global: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), gas metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), además de cincuenta gases industriales fluorescentes: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>). Si la concentración de los gases del efecto invernadero en el año 1990 alcanzaba el 100 por ciento, la meta es que al término del año 3000 debería ser del 5 por ciento (Metz *et.al.*, 2005).

Debido a que el CO<sub>2</sub> es uno de los causantes del efecto invernadero, esta investigación contribuirá a evaluar el almacenamiento de este gas en yacimientos agotados ubicados en el campo Santa Rosa en Anaco y así, contribuir a mitigar los niveles de emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera ayudando de esta manera a combatir el cambio climático.



### **1.3 Justificación**

El cambio climático y la producción humana de dióxido de carbono parecen fenómenos plenamente relacionados. Si se desea apaciguar un efecto negativo sobre el clima, quizás se deba controlar rigurosamente las fuentes de emisión de este gas invernadero, pero ello podría conllevar al mismo tiempo a un caos económico y energético sin precedentes, dada la dependencia a los combustibles fósiles.

Los impactos globales aunque no sean determinantes a corto plazo originarán consecuencias ecológicas irreversibles, debido al efecto negativo que produce el CO<sub>2</sub> sobre el clima; por lo tanto, es importante trabajar tanto a nivel nacional como internacional para contribuir a la reducción de las emisiones de este gas en un futuro.

Actualmente, la producción de gas en Anaco es de 1700-1800 MMPCD con un contenido de 8 % de CO<sub>2</sub>, produciéndose en la región entre 136-144 MMPCD de CO<sub>2</sub>, donde gran cantidad son arrojados a la atmósfera. Sin embargo, es importante destacar que el Ente Nacional del Gas (ENAGAS) establece que para el 2012 la concentración de CO<sub>2</sub> en el gas natural que circule por los sistemas de transporte y distribución, deberá ser reducido a un 2 % molar, por lo que las emisiones de CO<sub>2</sub> hacia la atmósfera se incrementarán (PDVSA Gas, 2008) abruptamente a partir de esa fecha, surgiendo entonces la necesidad de realizar este proyecto para evaluar la factibilidad de disposición del CO<sub>2</sub> en subsuelo.

Por lo tanto, esta investigación contribuirá al estudio del almacenamiento subterráneo de CO<sub>2</sub> como una alternativa para reducir los niveles de emisión de este gas a la atmósfera, ayudando de esta manera mitigar el cambio climático.

## **1.4 Objetivos**

De acuerdo a lo explicado anteriormente, se plantean los siguientes objetivos:

### **1.4.1 Objetivo General**

Estudiar la factibilidad del almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas que permitan la mineralización y/o almacenamiento de este gas en arenas productoras de hidrocarburos ya agotadas ubicadas en el Campo Santa Rosa - municipio Anaco, estado Anzoátegui.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Identificar las diferentes fuentes de emisión de CO<sub>2</sub> en la industria petrolera y selección de un yacimiento candidato para su almacenamiento.
- Seleccionar y caracterizar los núcleos de los pozos candidatos para almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en el campo Santa Rosa.
- Evaluar las condiciones de entrapamiento de CO<sub>2</sub> en los yacimientos seleccionados.
- Realizar el estudio litológico y mineralógico de la Formación Oficina.
- Identificar y caracterizar las facies sedimentarias con características potenciales para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.
- Diseño, construcción y operación de un sistema de inyección de CO<sub>2</sub> para realizar pruebas dinámicas en núcleos (tapones) de pozos.
- Estudiar el comportamiento del medio poroso para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en las arenas ante-productoras de hidrocarburos del campo Santa Rosa - municipio Anaco, estado Anzoátegui al ser sometidas a pruebas de contacto gas-roca estática y gas-roca dinámica.
- Evaluar la interacción de las arenas y el CO<sub>2</sub> en presencia de dos promotores de adsorción de CO<sub>2</sub> (MEA y DEA).

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO REFERENCIAL**

#### **2.1 Antecedentes**

El 16 de febrero de 2005 el Protocolo de Kioto del Convenio Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas, estableció para todos los países, una reducción de al menos el 5,2 por ciento de las emisiones de seis gases de efecto invernadero, entre los cuales se encuentra el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), entre el período 2008-2012. Desde entonces, las partes contratantes buscan alternativas que les puedan ayudar a cumplir los compromisos de reducción adquiridos a nivel internacional, una de estas medidas es la que se conoce como tecnología de captura y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

Esta técnica consiste básicamente en capturar el CO<sub>2</sub> que se origina en el proceso de producción de electricidad, en los distintos procesos industriales o en la producción de combustibles, separarlo del resto de los gases para su posterior transporte y almacenamiento en formaciones acuíferas salinas, yacimientos agotados de hidrocarburos (petróleo y gas) o cuencas de carbón ya agotadas.

Existen diversos proyectos que han ejecutado investigaciones de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, entre los cuales se encuentran: el proyecto Sleipner que comenzó en 1996 y consiste en capturar el CO<sub>2</sub> de una instalación marina de procesamiento de gas natural e inyectarlo a una formación salina (Mar del Norte).

La Unión Europea lleva trabajando en la investigación y desarrollo de este proceso desde 1998 con proyectos centrados en distintas áreas del mismo (captura, almacenamiento en formaciones salinas, yacimientos de hidrocarburos o cuencas de carbón). Como ejemplos, destacan el proyecto Hypogen que consiste en la instalación de generación de hidrógeno y electricidad a partir de combustibles fósiles con captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, y el proyecto Castor,

inaugurado el pasado mes de marzo en Dinamarca, que representa el mayor ensayo de captación de emisiones de CO<sub>2</sub> procedente de las chimeneas de una central térmica de carbón para almacenarlas en el subsuelo.

Otros proyectos de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> son el proyecto K12B desarrollado en el 2004 y consiste en recuperación mejorada, el proyecto In Salah que comenzó en el 2004 y consiste que el CO<sub>2</sub> es capturado en una planta de procesamiento de gas natural y posteriormente reinyectarlo al subsuelo con propósitos de recuperación mejorada (Argelia), el proyecto Snohvit (Noruega) iniciado en el 2006 consiste en contemplar la purificación del gas antes de su inyección (Mar del Norte) y el proyecto CO<sub>2</sub> SINK en el 2006, prueba y evalúa la captura de CO<sub>2</sub> en un sitio de almacenamiento de gas natural, pero en una formación salina más profunda (Ketzin, Alemania).

A nivel mundial, varios países están actualmente investigando y desarrollando proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, entre los que destacan EE.UU., Canadá, la Unión Europea y Australia. Entre todos los proyectos que desarrollan dichos países, cabe señalar dos, por su importancia y dimensiones con altos escenarios de captura y almacenamiento de emisiones: en primer lugar, el proyecto Futuregen, desarrollado por EE.UU y consistente en capturar el CO<sub>2</sub> procedente de la producción de electricidad e hidrógeno a partir de carbón y, en segundo lugar, el proyecto Weyburn donde el CO<sub>2</sub> es secuestrado procedente de una planta de gasificación de carbón en EE.UU. para su transporte y posterior almacenamiento en una reserva activa de petróleo en Canadá, financiado conjuntamente por EE.UU. y Canadá.

En la actualidad, en España ya existen diversos trabajos en marcha: Elcogás, IGME (Instituto Geológico y Minero de España) y el Ciemat (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas), este último a través del laboratorio de tecnologías avanzadas del Bierzo, se sitúan a la cabeza de estos estudios en dicho país (Fernández, 2008).

Por otra parte, Venezuela durante la década de los noventa ha realizado a través de PDVSA-Intevep diversos estudios de inyección de dióxido de carbono como método de recuperación mejorada. De igual manera, a partir del 2005 en Venezuela, específicamente en PDVSA Gas Anaco, se está llevando a cabo un estudio relacionado con la factibilidad de inyección de CO<sub>2</sub> en estado supercrítico. Donde se ha planteado la posibilidad de emprender un proceso de recuperación mejorada (EOR, por sus siglas en inglés) mediante la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> (Millán, 2005).

Así, la tecnología de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> debería ser entendido como una alternativa más al problema de reducción del CO<sub>2</sub>. La solución final se haya en encontrar tecnologías con niveles mínimos de emisión de gases de efecto invernadero.

## **2.2 Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)**

El almacenamiento geológico de dióxido de carbono es una opción viable para reducir hasta cierto grado y de forma limitada las emisiones de CO<sub>2</sub> hacia la atmósfera, inyectándolo a profundidades de aproximadamente 1 Km dentro de los poros de las rocas sedimentarias, usando tecnologías derivadas de la industria del petróleo y del gas.

El CO<sub>2</sub> a condiciones atmosféricas es un gas no inflamable, tampoco es explosivo, ni tóxico, es inodoro y de sabor agrio que forma parte del aire. Este gas puede ser comprimido a líquido, puede estar en estado sólido (hielo seco) o disuelto en agua (como bebidas carbonatadas, cervezas y vinos), en la atmósfera este gas abarca cerca de 0,04 % del aire que los seres humanos respiramos (Geologic Storage of Carbon Dioxide Staying Safely Underground, 2008).

En el ámbito petrolero se utiliza principalmente como gas de inyección en programas de recuperación secundaria a fin de mantener la presión de los yacimientos y mejorar el factor de recobro. El CO<sub>2</sub> es fácilmente miscible con el petróleo, mediante el mecanismo de vaporización, de manera que también es posible alcanzar altas eficiencias de barrido microscópico al disminuir tensiones interfaciales, incrementar el número capilar y por lo tanto, reducir las fuerzas que atrapan el crudo en el medio poroso (Henríquez, 2008). En la tabla 1, se presentan las propiedades físicas y químicas del dióxido de carbono, donde es importante destacar el punto crítico, siendo 87.9 °F y 1070.6 lpc a la temperatura y la presión crítica respectivamente.

**Tabla 1:** Propiedades físicas del Dióxido de Carbono CO<sub>2</sub>

<i>Sustancia</i>	<i>Símbolo Químico</i>	<i>Peso Molecular (g/mol)</i>	<i>Temp (°F) Punto de ebullición</i>	<i>Calor latente de vaporización (BTU/lb)</i>
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	44.01	-109.3	245.5
<i>Fase Gaseosa</i>	<i>Gravedad Específica (Aire=1)</i>		<i>Calor Específico (BTU/LB °F)</i>	<i>Densidad (lb/cf)</i>
	1.524		0.199	0.1241
<i>Fase Liquida</i>	<i>Gravedad Específica (Aire=1)</i>		<i>Calor Específico (BTU/LB °F)</i>	
	1.18c		---	
<i>Punto Triple</i>	<i>Temperatura (°F)</i>		<i>Presión (psia)</i>	
	-69.9		75.1	
<i>Punto Crítico</i>	<i>Temperatura (°F)</i>		<i>Presión (psia)</i>	<i>Densidad (lb/cu ft)</i>
	87.9		1070.6	29.2

### 2.3 Fuentes de CO<sub>2</sub>

El Centro para la Innovación en “Captura y Almacenamiento de Dióxido de Carbono” (CICCS, por sus siglas en inglés) ha diseñado varios procedimientos para capturar el dióxido de carbono que emiten algunas industrias, como las centrales termoeléctricas, compañías cementeras y petroleras, y almacenarlo en el subsuelo, tales como en yacimientos de petróleo o de gas agotados, minas de carbón o formaciones geológicas.

La concentración de dióxido de carbono, anhídrido carbónico o simplemente CO<sub>2</sub> se ha incrementado desde 275 ppm antes de la revolución industrial hasta 381 ppm en marzo de 2006, según los datos reportados por la agencia de Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos.

A continuación se describen las diferentes fuentes de emisión de CO<sub>2</sub>:

### **Industria del Cemento**

La industria del cemento incluye las instalaciones con hornos que emplean el proceso húmedo o seco para producir cemento a partir de la piedra caliza, y las que emplean agregado liviano para producirlo a partir de esquisto o pizarra, utilizan hornos giratorios que eleva la temperatura hasta 1400 °C.

Los impactos ambientales negativos de las operaciones de manufactura del cemento ocurren en las siguientes áreas del proceso: manejo y almacenamiento de los materiales (partículas), molienda (partículas), y emisiones durante el enfriamiento del horno y la escoria (partículas o "polvo del horno", gases de combustión que contienen monóxido (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), hidrocarburos, aldehídos, cetonas y óxidos de azufre y nitrógeno (Wikipedia).

### **Industria de Generación Eléctrica**

Una de las formas de generación de electricidad es mediante la quema de combustibles fósiles en una turbina de combustión, y en la turbina de vapor en un ciclo combinado, utilizando parte o todo el vapor generado en el enfriador del gas natural, así como en el recuperador de calor de los gases de combustión conectado a la descarga de la turbina de gas productora de CO<sub>2</sub> (Fernández y Alcaraz, 2001).

### **Industria Petrolera**

#### *Gasificación del Coque*

El coque de petróleo es un subproducto de la industria de refinación del petróleo, el cual tiene alto poder calorífico y bajo precio. Debido a las cantidades cada vez mayores de petróleos pesados procesados, la producción de coque ha ido en aumento. La gasificación es un proceso químico en el cual las partículas de un combustible se queman parcialmente para formar una mezcla de gases (CO, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>) con partículas que no son quemadas, denominado *gas de síntesis* (Hernández, 2008).



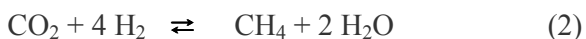
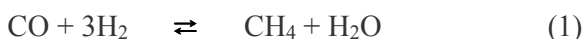
*Gas Natural*

El gas natural es una mezcla de gases que se encuentra frecuentemente en yacimientos fósiles, no-asociado, disuelto o asociado con el petróleo o en depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se extrae, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 ó 95% , y suele contener otros gases como nitrógeno, etano, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados.

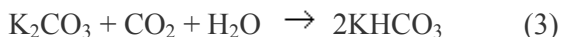
*Refinación y Petroquímica*

*Proceso de producción de amoníaco (NH<sub>3</sub>):*

El amoníaco se obtiene a partir del gas reformado separado del CO<sub>2</sub>. Se produce primeramente, una etapa de metanación para convertir a metano las bajas proporciones que quedan de CO y CO<sub>2</sub> en circulación, dados que estos interferirían en la acción del catalizador en la etapa final de la síntesis del amoníaco.



Los métodos de reformado con vapor para obtención de NH<sub>3</sub> son: desulfuración, reformado, etapa de conversión, donde el CO se transforma en CO<sub>2</sub> por reacción con vapor de agua y por último la etapa de eliminación del CO<sub>2</sub>, el cual se elimina en una torre con varios lechos mediante absorción con K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> a contracorriente, formándose KHCO<sub>3</sub> según



éste se hace pasar por dos torres a baja presión para desorber el CO<sub>2</sub>, el bicarbonato pasa a carbón liberando CO<sub>2</sub> (subproducto para fabricación de bebidas refrescantes) (Hernández, 2008).

*Producción de Urea:*

La síntesis de urea a nivel industrial se realiza a partir de amoníaco ( $\text{NH}_3$ ) líquido y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) gaseoso. La urea es utilizada en la producción de fertilizantes. La reacción se verifica en dos pasos. En el primer paso, los reactivos mencionados forman parte de un producto intermedio llamado carbonato de amonio, y en la segunda etapa, el carbonato se deshidrata para formar urea.

El proceso completo de producción de la urea puede separarse en las siguientes etapas: 1) Obtención de  $\text{CO}_2$ , 2) Obtención de amoníaco, 3) Formación de carbonato, 4) Degradación del carbonato y reciclado, 5) Síntesis de urea y 6) Deshidratación, concentración y granulación (Hernández, 2008).

*Producción de Crudo-Gas*

Las zonas productoras de gas no asociado y asociado poseen contenidos de  $\text{CO}_2$  entre 0.092 - 7.8 % Molar de  $\text{CO}_2$  en Anaco, 6.16 - 6.40 % Molar de  $\text{CO}_2$  en Monagas, 1.995 - 7.513 % Molar de  $\text{CO}_2$  en occidente y aproximadamente 0.75 % Molar de  $\text{CO}_2$  en costa afuera (según PDVSA-GAS).

El  $\text{CO}_2$  es retirado del gas natural con fines de cumplir requerimientos del mercado interno. Las normas internacionales establecen un contenido de  $\text{CO}_2$  hasta el 2%, las normas nacionales requieren la adecuación del gas contenido de  $\text{CO}_2$  con el nivel anteriormente mencionado para el 2011. Lo antes expuesto contribuirá a tener volúmenes apreciados de  $\text{CO}_2$  que deben ser dispuestos o utilizados en estas áreas de producción, una de las alternativas es la disposición de dicho gas en yacimientos agotados. En la figura 1 se muestra las diferentes zonas de producción de  $\text{CO}_2$  en Venezuela asociados a la producción de crudo y gas.

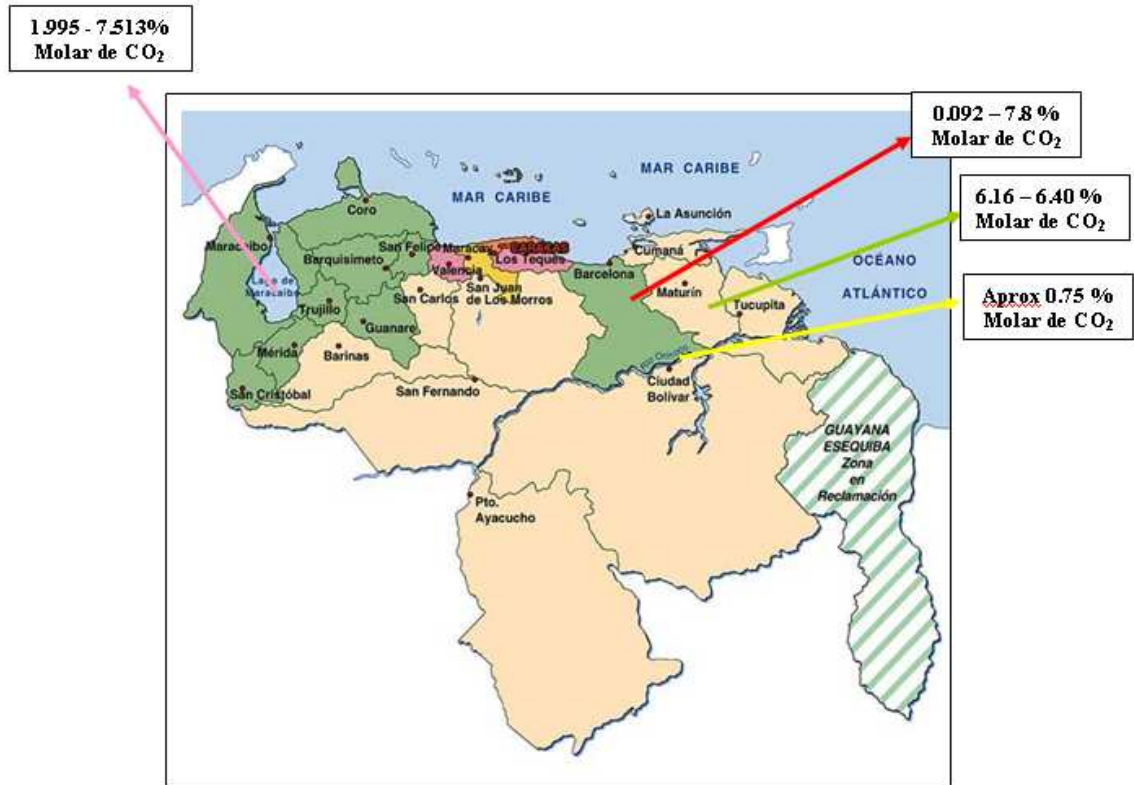


Figura 1: Potencial de generación de CO<sub>2</sub> en las diferentes zonas de producción.

## 2.4 Definición de yacimiento

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco aspectos básicos necesarios para la formación de un yacimiento de hidrocarburos son: 1) fuente, 2) camino migratorio, 3) trampa, 4) almacenaje/porosidad y 5) transmisibilidad/permeabilidad (Escobar, 2004).

### 2.4.1 Clasificación geológica de los yacimientos

Geológicamente, los yacimientos se clasifican en estratigráficos, estructurales y combinados.

- *Estratigráficos*: en este tipo de yacimiento se observan lentes de arena, cambios de facies, calizas o dolomitas porosas, cambios de permeabilidad (figura 2.a).
- *Estructurales*: en este tipo de yacimiento se observan fracturas en calizas o rocas ígneas, discordancias, fallamiento en areniscas, sinclinales, anticlinales, domos salinos, etc (figura 2.b)
- *Combinados*: hace referencia a las posibles combinaciones que se presenten entre los dos grupos anteriores. (figura 2.c) (Escobar, 2004).

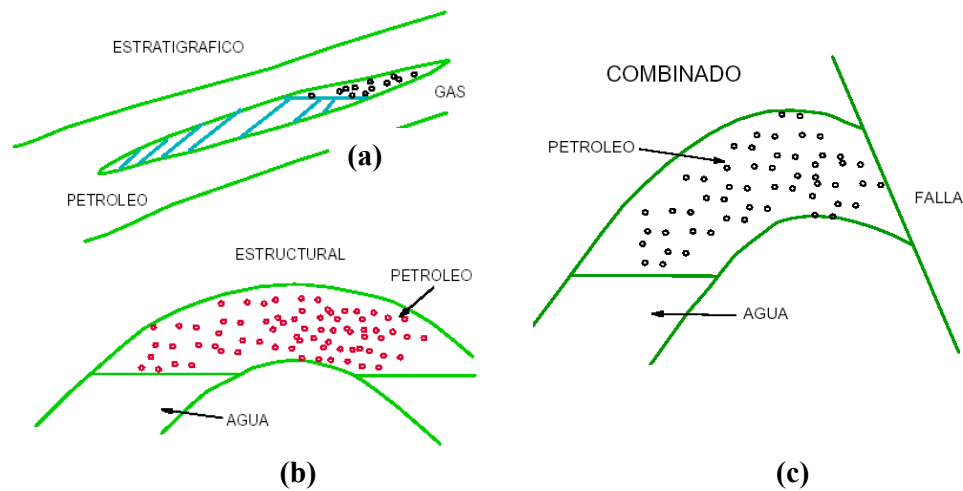


Figura 2: Clasificación geológica de los yacimientos (Escobar, 2004).

#### 2.4.2 Yacimientos agotados

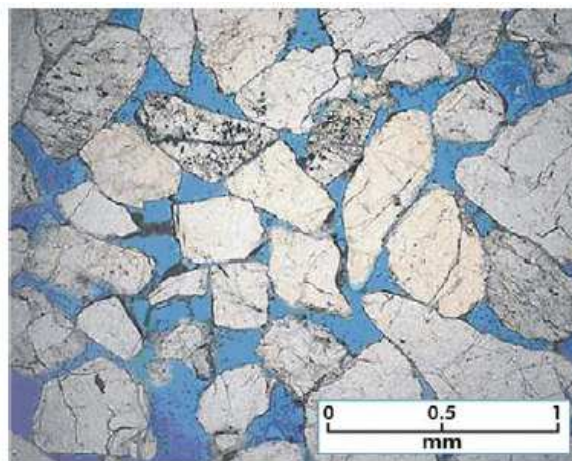
Los yacimientos agotados se pueden definir como aquellos yacimientos que después de varios ciclos de producción han declinado su presión a valores tales que no hacen rentable su explotación. La práctica comúnmente utilizada se basa en definir una presión de abandono de 310 lb/pulg<sup>2</sup>.

### **2.4.3 Yacimientos potencialmente aptos para el almacenamiento del CO<sub>2</sub>**

En el almacenamiento geológico, el CO<sub>2</sub> es inyectado a altas presiones en las rocas del subsuelo, en las cuales se encuentran minúsculos poros que entrapan los fluidos naturales (figura 3). Algunos tipos de unidades estratigráficas tienen fluidos entrapados, incluyendo CO<sub>2</sub> por largos períodos e incluso por varios millones de años, pudiendo el CO<sub>2</sub> ser inyectado en esos tipos de formaciones.

Los sitios que son candidatos para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> incluyen yacimientos agotados de petróleo y gas, formaciones salinas profundas y yacimientos inexplorables de carbón (figura 4).

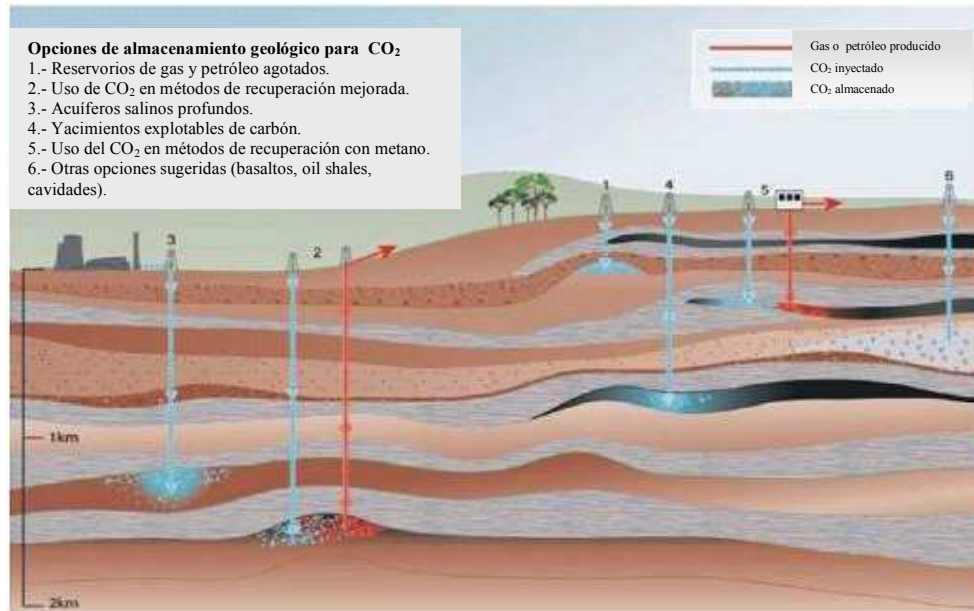
El CO<sub>2</sub> puede disolverse en las formaciones que sirven de almacenamiento y muchas veces puede ser combinado químicamente con algunos minerales que están presentes en la roca almacén. El CO<sub>2</sub> se puede inyectar muy abajo en el subsuelo, separado usualmente del agua subterránea por las diferencias de densidades entre el agua y el gas por barreras impermeables (lutitas, calizas impermeables, etc). Estudios geológicos confiables pueden identificar la presencia de barreras de rocas impermeables y de la capacidad de almacenamiento de fluidos en las formaciones rocosas (Geologic Storage of Carbon Dioxide. Staying Safely Underground, 2008).



**Figura 3:** Sección fina de una arenisca porosa (porosidad en color azul).

FUENTE: Geologic Storage of Carbon Dioxide. Staying Safely Underground, 2008.

La figura 3 muestra una sección fina de arenisca, en esta se observa el espacio poroso potencialmente disponible para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> (poros en color azul, granos de cuarzo y otros componentes detríticos en blanco y gris).



**Figura 4:** Tipos de formaciones de rocas que son utilizadas para almacenar CO<sub>2</sub>, incluyendo yacimientos agotados y gas, formaciones salinas profundas y yacimientos de carbón.

FUENTE: Modificada de Geologic Storage of Carbon Dioxide. Staying Safely Underground, 2008.

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el subsuelo puede contribuir a la solución del problema del cambio climático global. Algunos métodos y tecnologías han sido desarrollados rápidamente, así como actividades globales para la regulación. Los proyectos de almacenamiento geológico en los próximos diez años pueden ser críticos para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en diversos marcos geológicos y así establecer las bases, para las extensas aplicaciones como un significado para reducir los efectos del cambio climático (Bennaceur *et.al.*, 2005).

Los requisitos básicos para el desarrollo de proyectos de inyección de CO<sub>2</sub> se muestran en la tabla 2.

**Tabla 2:** Sitios que son buenos para el almacenamiento geológico

<i>Accesibilidad</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La ubicación del lugar de almacenamiento con respecto a la fuente de CO<sub>2</sub>, debe ser económicamente accesible.</li> <li>• La organización que conduce al almacenamiento debe tener todos los derechos legales del sitio.</li> </ul>
<i>Capacidad</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La formación almacenadora debe ser adecuada en cuanto a la porosidad y permeabilidad para almacenar CO<sub>2</sub>.</li> <li>• La formación almacenadora debe tener un volumen total de almacenamiento adecuado para servir como formación almacenadora.</li> </ul>
<i>Inyectividad</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La formación para almacenamiento de CO<sub>2</sub> requiere una velocidad o una tasa requerida para servir como formación almacenadora.</li> </ul>
<i>Seguridad de almacenamiento</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los mecanismos de entrapamiento deben estar bien definidos en la formación almacenadora.</li> <li>• El CO<sub>2</sub> puede ser almacenado a profundidades tales que alcance el punto supercrítico.</li> <li>• La roca sello debe ser adecuadamente impermeable, continua y gruesa para evitar la migración.</li> <li>• El medio ambiente geológico debe ser adecuadamente estable para asegurar la integridad de los sitios de almacenamiento.</li> <li>• La formación potencialmente almacenadora de CO<sub>2</sub>, no puede estar afectada por fallamiento o fracturamiento que permitan el escape de este gas.</li> </ul>

## 2.5 Mecanismos de entrapamientos

Una trampa es una configuración de rocas que puede contener fluidos y está sellada por una formación relativamente impermeable en los cuales los fluidos no pueden migrar. El CO<sub>2</sub> es mantenido en los lugares de un reservorio de almacenamiento por uno o más de cinco mecanismos básicos de entrapamiento: estratigráfico, estructural, residual, soluble y mineral. Los mecanismos de entrapamiento dependen de la geología local y como funcionan juntos, cuando

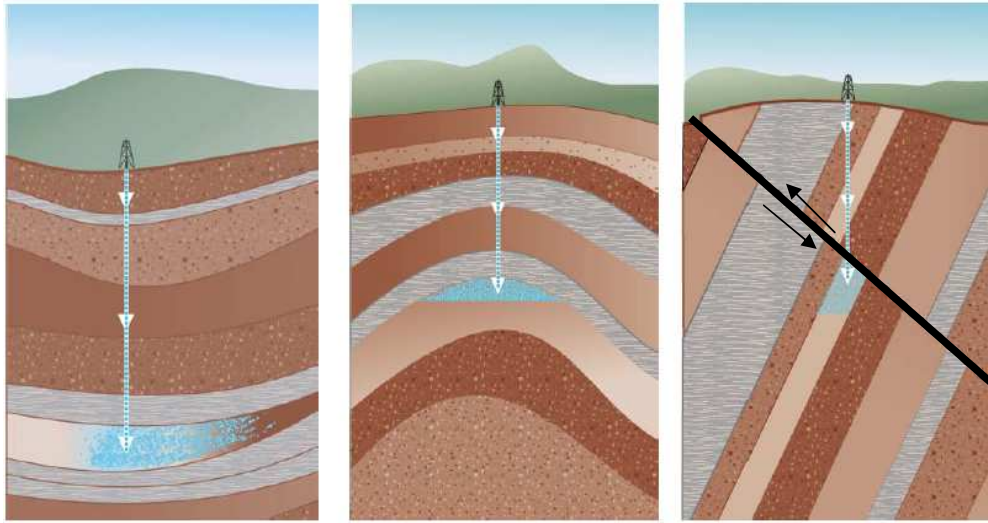
más de uno está presente (Geologic Storage of Carbon Dioxide. Staying Safely Underground, 2008).

A continuación se describen los posibles mecanismos de entrapamiento que podrían tener lugar en este estudio:

- Entrampamiento estratigráfico, entrapamiento estructural o una combinación de ambos: para el almacenamiento de cualquier gas o fluido en el subsuelo, se requiere que la trampa esté conformada por una roca permeable y porosa que constituirá el almacén y una roca impermeable que sea capaz de impedir la migración del fluido almacenado en la roca permeable. En un *entrapamiento estructural*, las rocas impermeables son desplazadas por fallas o pliegues en el estrato donde se almacena el CO<sub>2</sub>. Además, las rocas que almacenan el CO<sub>2</sub> están generalmente separadas de la superficie por otras capas más gruesas de rocas impermeables, llamadas sellos secundarios.

En la figura 5 se muestra el entrapamiento estratigráfico (figura izquierda), donde el CO<sub>2</sub> es entrapado en una roca permeable que está embebida en una secuencia de rocas impermeables, cualquier fluido contenido en la roca permeable no podrá migrar ni lateralmente ni verticalmente. En un entrapamiento estructural, el CO<sub>2</sub> es atrapado en los estratos plegados permeables (figura central) o en zonas de fallas donde hay desplazamiento de los estratos. Se debe garantizar que la falla sea sellante en el intervalo donde se inyecte el CO<sub>2</sub> (figura a la derecha).





**Figura 5:** Tipos de entrapamiento de CO<sub>2</sub>.

FUENTE: Geologic Storage of Carbon Dioxide. Staying Safely Underground, 2008.

- Otros de los procesos en los que el CO<sub>2</sub> es entrapado, es por el *entrapamiento por solubilidad (o disolución)*, las formas de entrapamiento por solubilidad depende de la densidad de los fluidos los cuales pueden asentarse hasta el fondo de la formación almacenadora. Dependiendo de la composición formación de la roca, el CO<sub>2</sub> disuelto puede reaccionar químicamente con los componentes mineralógicos de la roca para formar minerales estables.

A continuación se describen los distintos tipos de entrapamientos geológicos de CO<sub>2</sub> presentados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2005).

**2.5.1 Físicos:** inmoviliza el CO<sub>2</sub> como gas libre o supercrítico (figura 6).

- ✓ Entrapamiento estático (static trapping): trampas estructurales, estratigráficas y cavernas construidas.
- ✓ Entrapamiento residual de gas (residual-gas trapping): se presenta en los espacio de poro irreductible.

- ✓ Entrampamiento hidrodinámico (hydrodynamic trapping): migración a muy baja velocidad (figura 6).

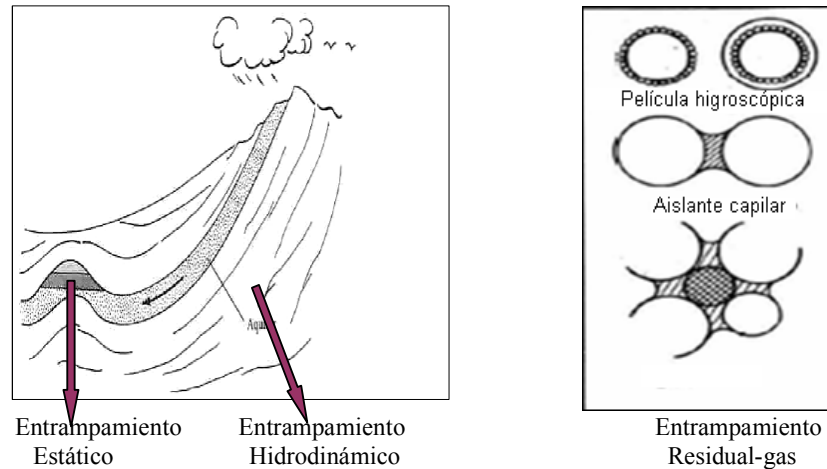


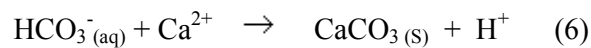
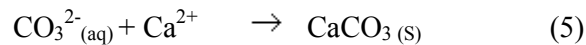
Figura 6: Mecanismos de entrapamientos físicos (Martínez, 2007).

### 2.5.2 Químicos:

- ✓ Entrampamiento por solubilidad (solubility and ionic trapping): el CO<sub>2</sub> se disuelve en el fluido subterráneo de acuerdo a la siguiente reacción.

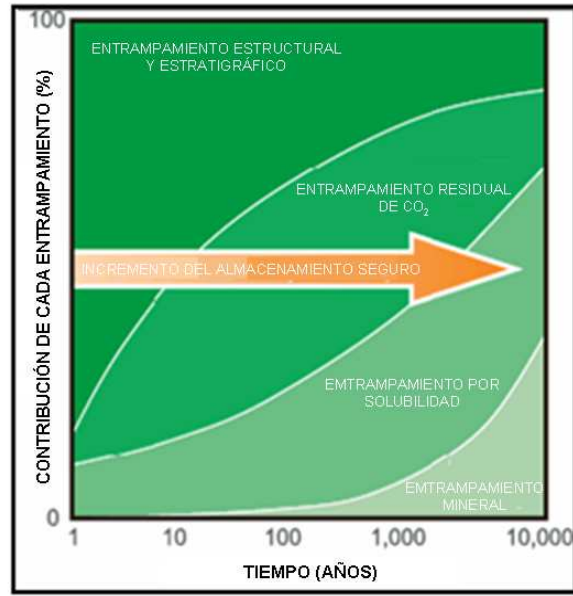


- ✓ Entrampamiento mineral (mineral trapping): el CO<sub>2</sub> reacciona químicamente con la matriz de la roca.



- ✓ Entrampamiento por adsorción (adsorption trapping): el CO<sub>2</sub> es adsorbido en el interior del carbón (Suárez, 2007).

En la figura 7 se muestra la contribución de cada mecanismo de entrapamiento a la seguridad de almacenamiento con respecto al tiempo.



**Figura 7:** Contribución de cada mecanismo de entrapamiento a la seguridad de almacenamiento  
 FUENTE: modificado de Martínez, 2007 (modificado)

Para comprender la abundancia y distribución del CO<sub>2</sub> en un yacimiento, así como para predecir su tendencia en el tiempo, es necesario realizar modelos de fases en equilibrio (Kalpakci y otros autores, 1995).

En los yacimientos coexisten típicamente dos fases, la figura 8 muestra el diagrama de fases del sistema CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O en el plano P-T.

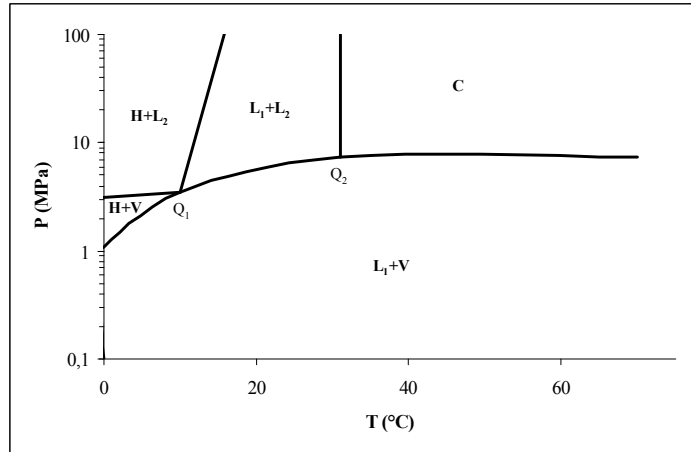


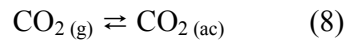
Figura 8. Diagrama de fases del sistema CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O

Fase de vapor CO<sub>2</sub> (V), líquido rico en agua (L<sub>1</sub>), líquido rico en CO<sub>2</sub> (L<sub>2</sub>), fase de hidrato CO<sub>2</sub> (H), condiciones críticas CO<sub>2</sub> (C). Punto de equilibrio cuádruple entre H - V - L<sub>1</sub> - L<sub>2</sub> (Q<sub>1</sub>), punto de equilibrio triple entre V - L<sub>1</sub> - L<sub>2</sub> - C (Q<sub>2</sub>) (Spycher *et.al.*, 2003).

En solución, los gases presentan una cierta solubilidad que es función de la temperatura, presión y la salinidad. La solubilidad de CO<sub>2</sub> en agua aumenta con el incremento de la presión y la disminución de la temperatura (Rosenbauer y Koksalan, 2002). La solubilidad de CO<sub>2</sub> disminuye sistemáticamente con el incremento de la fuerza iónica (Rosenbauer y Koksalan, 2002). A presiones superiores a 5 atm, su solubilidad sigue la ley de Henry:

$$[\text{CO}_2] = K_H \cdot P_{\text{CO}_2} = 0,32 \cdot P_{\text{CO}_2} \quad (7)$$

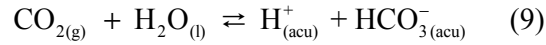
Las reacciones en el sistema CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O están basadas en los siguientes equilibrios (Plummer y Busenberg, 1982):



donde:

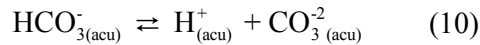
$$K_H = \frac{m_{\text{CO}_2(\text{ac})} \cdot \gamma_{\text{CO}_2(\text{ac})}}{P_{\text{CO}_2} \cdot \gamma_{\text{CO}_2(\text{g})}} = \frac{a_{\text{CO}_2(\text{ac})}}{f_{\text{CO}_2(\text{g})}} \quad (1)$$

siendo:  $K_H$  es la constante de equilibrio,  $m_{CO_2}$  es la concentración molal del  $CO_2$ ,  $P_{CO_2}$  es la presión parcial del  $CO_2$ ,  $\gamma_{CO_2}$  es el coeficiente de actividad del  $CO_2$ ,  $a_{CO_2}$  es la actividad del  $CO_2$  disuelto y  $f_{CO_2}$  es la fugacidad del  $CO_2$  gaseoso.



donde:

$$K_1 = \frac{a_{H^+} \cdot a_{HCO_3^-}}{a_{CO_2(ac)} \cdot a_{H_2O}} \quad (2)$$

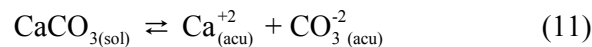


donde:

$$K_2 = \frac{a_{H^+} \cdot a_{CO_3^{2-}}}{a_{HCO_3^-}} \quad (3)$$

La presión parcial de  $CO_2$  en yacimientos es una función de la actividad termodinámica de este gas con el agua de formación en contacto. Esta actividad es controlada por la reacción con cualquier carbonato presente (García, 2005).

La constante de equilibrio de la calcita ( $K_C$ ), aragonito ( $K_A$ ) y vaterita ( $K_V$ ) en el sistema  $CaCO_3$ - $CO_2$ - $H_2O$  está definida por la reacción (Plummer y Busenberg, 1982):



donde:

$$K_{PS} = a_{Ca^{+2}} \cdot a_{CO_3^{2-}} \quad (4)$$

siendo:  $K_{ps}$  la constante del producto de solubilidad del  $CaCO_3$

## **2.6 Evaluación de las propiedades de las rocas que pueden ser usadas para almacenar o sellar**

Dos parámetros fundamentales de las rocas son: Porosidad y Permeabilidad.

**2.6.1 Porosidad:** la porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Matemáticamente se puede escribir como:

$$\varphi = V_p / V_t \quad (5)$$

donde:

$V_p$  = volumen poroso

$V_t$  = volumen total

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en términos de porosidades absoluta, efectiva y no efectiva.

*Clasificación de la porosidad (Escobar, 2004):*

- ✓ *Porosidad absoluta:* es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. 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 como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros.
  
- ✓ *Porosidad no efectiva:* es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva.

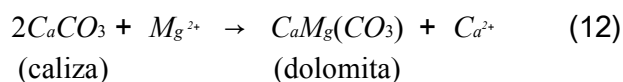
## **2.6.2 Clasificación geológica de la porosidad**

1) *Porosidad primaria o intergranular*: se desarrolla al mismo tiempo que los sedimentos son depositados. Las rocas sedimentarias con este tipo de porosidad son: areniscas (detriticas o clásticas) y calizas (no detriticas). La porosidad primaria a su vez se clasifica en:

- ✓ *Porosidad intercrystalina*: se refiere a los espacios existentes entre los planos de un cristal o espacios vacíos entre cristales. Muchos de estos poros son sub-capilares, poros menores de 0,002 mm de diámetro. La porosidad que se encuentra entre cristales o partículas tamaño lodo se llama comúnmente “microporosidad”.
- ✓ *Porosidad integranular*: es función del espacio vacío entre granos, es decir, de los espacios intersticiales de toda clase en todo tipo de roca. Esta porosidad comprende tamaño sub-capilar a super-capilar. Generalmente, los espacios tienen un diámetro mayor de 0,5 mm.
- ✓ *Planos estratificados*: existe concentración de espacios vacíos de diferentes variedades paralelos a los planos de estratificación. Las geometrías mayores de muchos yacimientos petroleros están controladas por este tipo de porosidad. Entre las causas de espacios vacíos en los planos estratificados se cuentan: diferencias de los sedimentos depositados, tamaño y arreglo de partículas y ambientes de depositación.
- ✓ *Espacios sedimentarios misceláneos*: esto se debe a: (1) espacios vacíos resultantes de la depositación de fragmentos detriticos de fósiles, (2) espacios vacíos resultantes del empaquetamiento de oolitas, (3) espacios cavernosos de tamaño irregular y variable formados durante el tiempo de depositación, y (4) espacios creados por organismos vivos en el momento de la depositación.

2) *Porosidad secundaria inducida*: ocurre por un proceso geológico o artificial subsiguiente a la depositación de sedimentos. Puede ser debida a la disolución o fractura (artificial o natural) o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita).

El proceso de *dolomitización*, es un proceso diagenético mediante el cual la caliza se transforma en dolomita según la siguiente reacción, generándose una porosidad intercrystalina.



Algunas rocas carbonáticas están constituidas solamente por calizas. Si el agua circulante a través del espacio poroso contiene suficientes cantidades de magnesio disuelto, el calcio en la roca puede intercambiarse por el magnesio en solución. Como el magnesio es considerablemente más pequeño que el calcio, la resultante dolomita tendrá una porosidad mayor, cuyo incremento oscila entre el 12-13 % (Escobar, 2004).

La porosidad secundaria 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 de la forma de las partículas sedimentarias originales. La porosidad secundaria se clasifica en:

- ✓ *Porosidad por disolución*: integrada por canales resultantes de la disolución del material rocoso por acción de soluciones calientes o tibias que circulan o percolan a través de la roca.
- ✓ *Porosidad por fractura*: son aperturas en la roca producto de fallamiento estructural de las rocas del yacimiento, debido a tensión originada por actividades tectónicas tales como plegamiento y falla. Las porosidades de fractura normalmente no superan el 1 % en carbonatos.



### 2.6.3 Permeabilidad

Es una medida de la capacidad de la roca para permitir el paso de fluidos a través de ésta sin afectar su estructura, es fuertemente afectada por el tamaño, forma e interconexiones de los espacios en la roca.

Para un flujo lineal, la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Darcy sugiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y el flujo sea homogéneo y laminar (Escobar F, 2004). La ecuación de Darcy es la siguiente:

$$K_{lineal} = \frac{Q * \mu * L}{A * \Delta P} \quad (6)$$

donde: K: Permeabilidad lineal (Darcy)

Q: flujo (pie<sup>3</sup> / min)

μ : Viscosidad (cps)

L: Longitud (pies)

A: Área (pies<sup>2</sup>)

ΔP: Diferencial de Presión (lpc)

### 2.7 Inyectividad

Otra propiedad de los sitios potenciales de almacenamiento de CO<sub>2</sub> es llamado *inyectividad*. La inyectividad es la capacidad de una formación o unidad estratigráfica para recibir fluidos, y ésta es una función de su permeabilidad.

*La inyectividad depende de:*

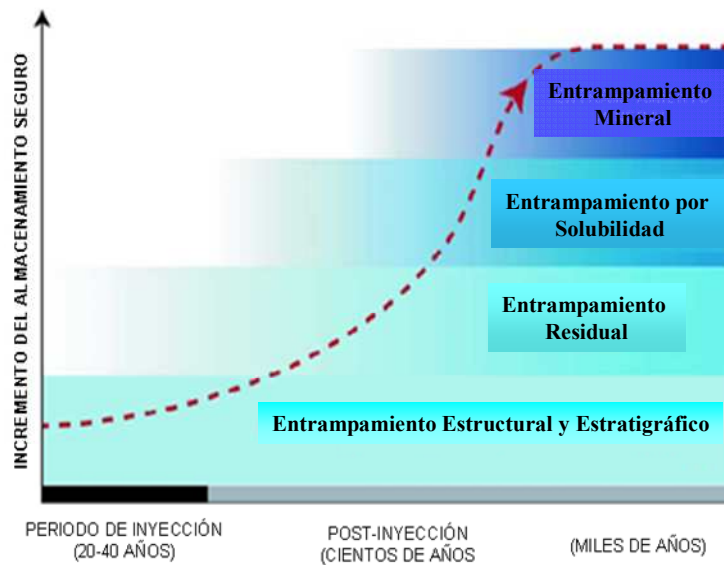
- La estructura geológica de la formación.
- Parámetros de la formación (permeabilidad, coeficiente de almacenamiento, etc).

- Características de los fluidos (densidad, viscosidad, compresibilidad, etc).
- Estrategia de inyección. Situación de los sondeos en tiempo y espacio.

La figura 9 muestra que con el transcurrir del tiempo, el incremento de los mecanismos de entrapamiento del CO<sub>2</sub> juega un rol importante en la seguridad del almacenamiento geológico.

**Almacenamiento = Estructura Geológica + Inyectividad**

No Inyectividad → No Almacenamiento



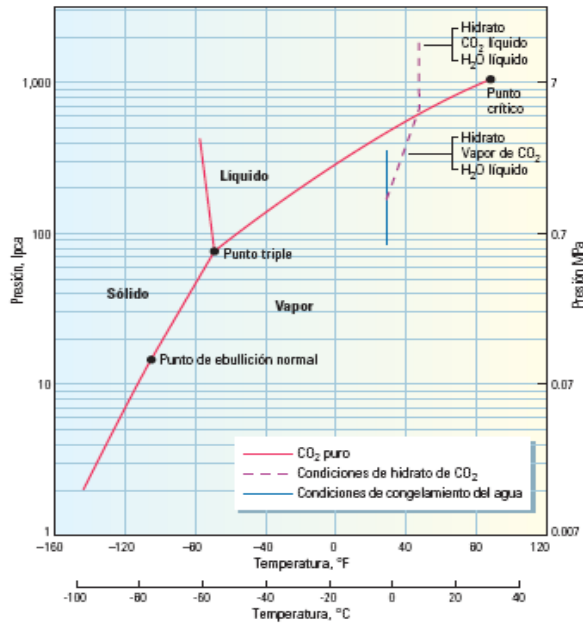
**Figura 9:** Mecanismos de entrapamientos CO<sub>2</sub>

FUENTE: Geologic Storage of Carbon Dioxide. Staying Safely Underground, 2008.

### 2.7.1 Inyección de CO<sub>2</sub> como un fluido supercrítico

En el almacenamiento geológico, el CO<sub>2</sub> es almacenado a altas presiones en formaciones geológicas del subsuelo tomando en cuenta los mecanismos de entrapamientos naturales de esas formaciones. Además, el CO<sub>2</sub> es inyectado a presiones y temperaturas lo suficientemente altas que lo convierte en un *fluido supercrítico*. Los fluidos supercríticos son como los gases que pueden difundirse a

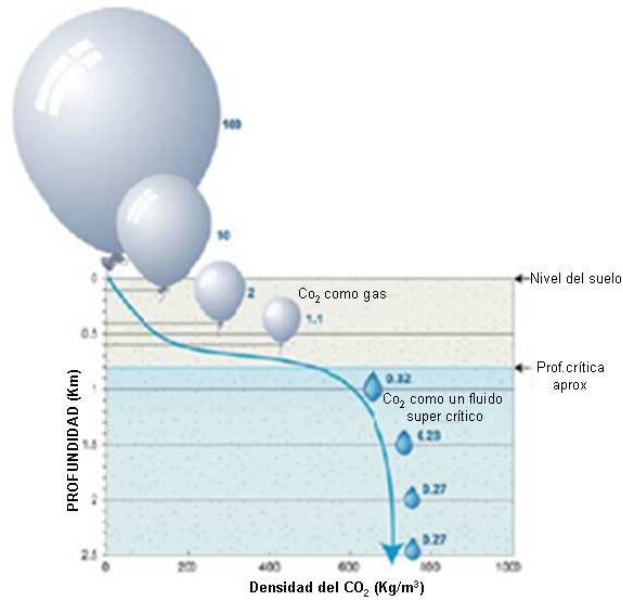
través de los espacios porosos de los sólidos, pero ocupando mucho menos espacios que los gases (Geologic Storage of Carbon Dioxide. Staying Safely Underground, 2008).



**Figura 10:** Diagrama de fases del CO<sub>2</sub>  
FUENTE: Bennaceur y otros, 2005.

La figura 10 describe la relación entre la temperatura y la presión del CO<sub>2</sub>. El almacenamiento del CO<sub>2</sub> en el subsuelo se logra en condiciones supercríticas. Para garantizarlo, es preciso comprender el comportamiento de fases del CO<sub>2</sub> y las condiciones del yacimiento, ya que es probable que las condiciones de temperatura y presión del yacimiento se modifiquen a lo largo de la vida útil de un proyecto de almacenamiento de CO<sub>2</sub> (Suárez, 2007).

El CO<sub>2</sub> puede ser inyectado a profundidades mayores de 0,8 Km (2600 pies), incrementándose la densidad del CO<sub>2</sub> con la profundidad y convirtiéndose así en un fluido supercrítico, los cuales ocupan menos espacio, tal como se muestra en la figura 11, y se difunden mejor que los gases o líquidos ordinarios por los espacios porosos en las rocas almacenadoras.

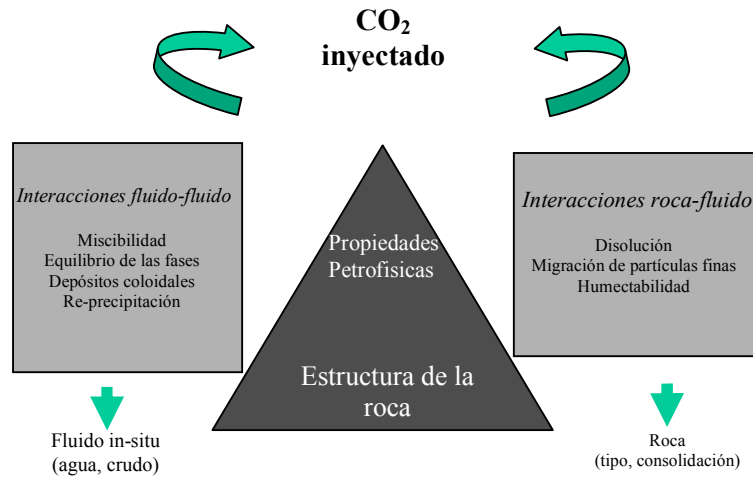


**Figura 11:** Densidad del CO<sub>2</sub> con respecto a profundidad.

FUENTE: modificado de Geologic Storage of Carbon Dioxide. Staying Safely Underground, 2008.

En la figura 11 se observa que los números azules muestran el volumen de CO<sub>2</sub> a distintas profundidades comparado con el volumen de 100 atm de superficie CO<sub>2</sub>.

El CO<sub>2</sub> interacciona con los minerales de la roca matriz del reservorio, donde la fase de inyección está caracterizada por un flujo multifásico en la que existen inestabilidades dinámicas en los procesos de disolución de CO<sub>2</sub>. La figura 12 describe las interacciones roca-fluido y fluido-fluido que pueden afectar la inyectividad del CO<sub>2</sub>.



**Figura 12:** Interacciones entre el CO<sub>2</sub> inyectado y el reservorio

FUENTE: modificado de Balat y Cahide Oz, 2007.

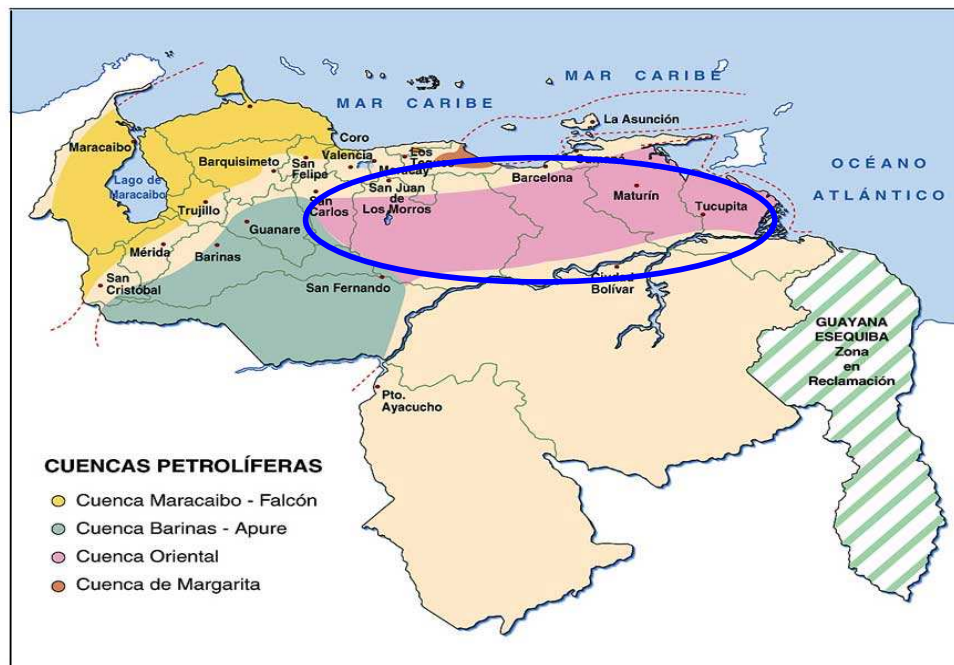
En algunas ocasiones el CO<sub>2</sub> inyectado en los reservorios de petróleo incrementa la movilidad del crudo, y así, la producción del reservorio; mientras que en los procesos de recuperación de gas (EGR, por sus siglas en inglés), el CO<sub>2</sub> es sustituido por el gas CH<sub>4</sub> nativo y re-presurizado en el reservorio. Los acuíferos son apropiados para almacenar CO<sub>2</sub>, son típicamente formados de carbonatos y areniscas, que contienen agua salina y una capa de baja permeabilidad para una fuga mínima de CO<sub>2</sub>. Por lo tanto, se necesitan capas de alta porosidad y permeabilidad, permitiendo que grandes cantidades de CO<sub>2</sub> inyectado quede uniformemente distribuido (Balat y Cahide Oz, 2007).

## 2.8 ZONA DE ESTUDIO

### 2.8.1 Geología Regional

#### 2.8.1.1 Cuenca Oriental de Venezuela

Estructuralmente la Cuenca Oriental de Venezuela puede definirse como una gran depresión limitada al sur por el borde septentrional del Cratón de Guayana, al norte por el cinturón móvil de las serranías de interior central y occidental, al oeste por el levantamiento de El Baúl y hacia el este la cuenca continua por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se profundiza en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco (figura 13).



**Figura 13:** Cuenas petrolíferas de Venezuela.

FUENTE: <http://www.avenezuela.com/mapas/map/html/cuencaspetrolifer.html>

En Venezuela esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido oeste-este, una ancho promedio de 200 Km de norte a sur y un área total aproximada de 165.000 Km<sup>2</sup> en los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Territorio Delta Amacuro y una extensión menor en el Estado Sucre. La Cuenca es asimétrica, con un flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectada a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limita la cuenca hacia el norte (González de Juana *et.al.*, 1980).

Parnaud *et al*, (1995) afirma que el límite norte de la cuenca está dado tanto por un cinturón de plegamiento, el cual se corresponde con la Serranía del Interior, como por la falla del Pilar, la cual marca un importante límite de placas entre la placa del Caribe y la placa Sudamericana (figura 14 ).



**Figura 14:** Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

FUENTE: Schlumberger, 1997

Di Croce *et al*, (1999), indica que la Cuenca Oriental de Venezuela, incluyendo tanto costa afuera como la parte continental, mide cerca de 200.000 Km<sup>2</sup>. Así

mismo, afirma que la cuenca es alargada, asimétrica y presenta más de 8 Km. de espesor de sedimentos terciarios.

### **2.8.1.2 Evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela**

Dentro del contexto de la tectónica de placas, la Cuenca Oriental de Venezuela, es el resultado de una compleja interacción entre las placas de Norteamérica, Sudamérica y la placa Caribe. Según Di Croce *et al*, (1999), la evolución de la cuenca está controlada por tres etapas importantes. Dichas etapas están asociadas al movimiento relativo de la placa sudamericana con el movimiento de las placas norteamericanas y caribe.

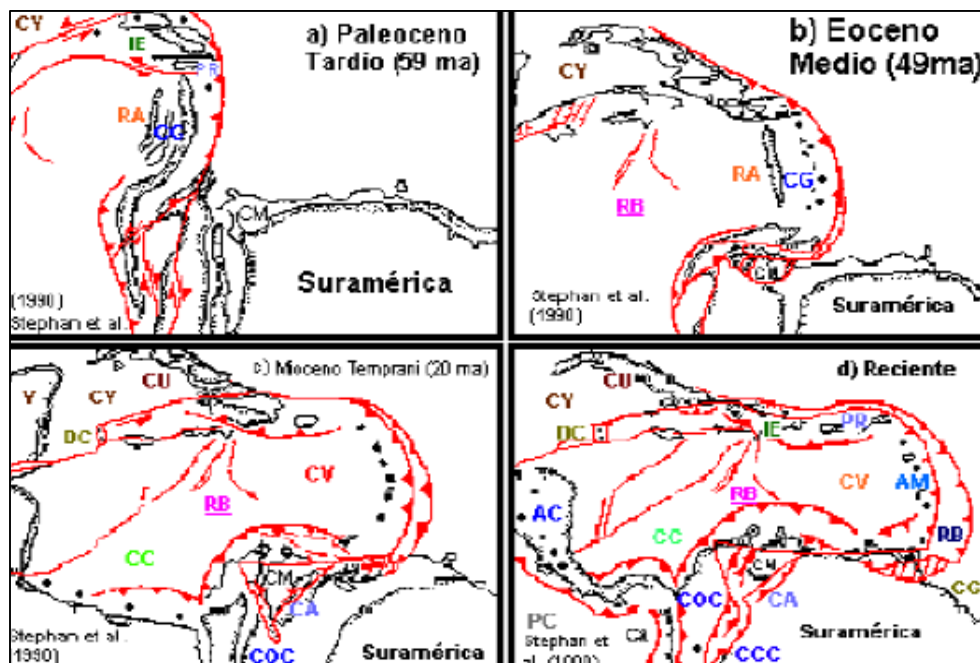
La primera etapa va desde el Jurásico medio al Cretácico tardío (165 – 80 ma) y muestra una divergencia con dirección Noroeste-Sureste, en el margen norte de Suramérica hubo subsidencia para permitir el desarrollo de un extenso margen pasivo. Una cuña sedimentaria de 3 a 4 kilómetros de espesor se depositó sobre el margen Norte de Suramérica con la deposición predominante de rocas clásticas marinas, aunque la sección del Cretácico temprano también contiene algunos carbonatos.

La segunda etapa comprende desde el Campaniense al Eoceno (80 – 49 ma), en el Campaniense, el arco de islas magmáticas del Cretácico de las proto Antillas colisionó con el margen pasivo de Norteamérica (Cuba, La Española) y Suramérica (Venezuela). Durante el Paleoceno Inferior cesa la expansión del piso marino entre Norte y Suramérica y la Placa Caribe comenzó a migrar hacia el Noreste. Y por último, la etapa que domina desde el Eoceno y hasta el presente (49 – 0 ma), comprende el movimiento relativo de la placa Caribe hacia el este.

Basado en el escenario anterior de placas tectónicas, dichas etapas pueden diferenciarse de la siguiente manera:



1. Del Triásico al Jurásico tardío la fase “rift” (rompimiento de Pangea).
2. Fase de margen pasivo, la cual comprende desde el Jurásico tardío hasta el Cretácico tardío en el occidente de Venezuela y hasta el Oligoceno en Venezuela oriental.
3. Fase de margen activo, la cual domina hasta el Reciente. La misma está caracterizada por una depresión “foredeep” que se mueve hacia el este (ver figura15).



**Figura 15:** Los cuatro estados del desarrollo de los límites Norte y Sur de la Placa del Caribe desde el Paleoceno tardío al Reciente asociado con la migración hacia el Este de la Placa del Caribe

FUENTE: Di Croce, 1999.

De acuerdo a la figura 15 las abreviaturas poseen los siguientes significados: AC = América Central; AM = Antillas Menores; CA = Cordillera de los Andes; CC = Cuenca Colombia; CCC = Cordillera Central de Colombia; CG = Cuenca de Granada; COC = Cordillera Occidental de Colombia; CM = Cuenca de Maracaibo; CV = Cuenca de Venezuela; CU = Cuba; CY = Cuenca de Yucatán; DC = Depresión Caimán; IE = Isla Española; PC = Placa del Caribe; PR = Puerto Rico; RB = “Ridge” de Barbados; RB = “Ridge” de Beata.

Por su lado, Parnaud *et al*, en 1995 había presentado una evolución más completa que la anterior, agregándole una primera etapa y afirma que la evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela puede ser dividida en cuatro episodios importantes:

- 1.- Una fase Pre – “Rift” en el Paleozoico.
- 2.- Una fase “Rifting” y “Drifting” durante el Jurásico y el Cretácico temprano. Esta fase está caracterizada por grábenes, generación de corteza oceánica y la presencia de una discordancia regional.
- 3.- Fase de margen pasivo durante el Cretácico – Paleógeno.
- 4.- Una fase final durante la colisión oblicua en el Neógeno y Cuaternario. Dicha fase dio como resultado la formación de la Serranía del Interior y la transformación de la cuenca de margen pasivo a una cuenca antepaís (o cuenca “foreland”). Esta colisión de la placa Caribe con la placa Sudamericana fue diacrónica con un progresivo desplazamiento de oeste a este.

### **2.8.1.3 Marco estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela**

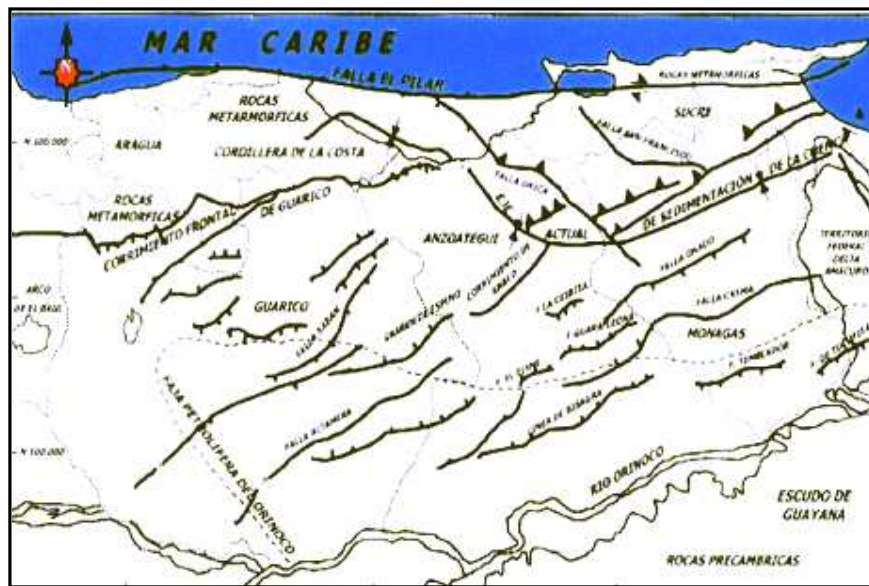
La Cuenca Oriental de Venezuela es el resultado final de la colisión oblicua de la placa del Caribe, la cual presenta un movimiento relativo hacia el este, contra la placa de Sudamérica, que presenta un movimiento relativo noroeste.

Dicha cuenca es antepaís directamente asociada con las transgresiones al norte de Venezuela, las cuales son el producto de la colisión (Di Croce *et al*, 1999). La Cuenca Oriental limita al sureste con el margen pasivo Atlántico de Sudamérica, donde la litosfera oceánica Atlántica está subduciendo hacia el Oeste por debajo del arco de islas de Las Antillas.

La historia tectónica del norte de Anzoátegui presenta una sucesión de largos lapsos extensivos y de períodos cortos compresivos desde el Oligoceno hasta el Cuaternario. Una primera compresión se observa principalmente en Quíamare y

Cerro Pelado, entre el Mioceno Inferior y la base del Mioceno Medio, debajo del tope del Miembro Verde de la Formación Oficina.

Una segunda compresión que levantó la Serranía del Interior durante el Mioceno medio a superior, originó en el norte de Anzoátegui la elevación, pliegues y fallamiento de las rocas anteriores (ver figura 16).



**Figura 16:** Principales características estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela  
FUENTE: Schlumberger, 1997.

La evolución estructural de la parte noreste de la cuenca está resumida por *González de Juana (1980)* de la siguiente forma: el impulso orogénico del Eoceno superior inició el levantamiento de la serranía del interior oriental y una nueva cuenca superimpuesta a la anterior, cuyas primeras evidencias se encuentran en el Oligoceno medio: flanco norte de la cuenca de la subprovincia oriental. Durante el Mioceno una serie de levantamientos espasmódicos están marcados por gruesos intervalos conglomeráticos. Renovados empujes con una fuerte componente norte-sur ocasionarán grandes líneas de sobrecorrimiento hacia el sur, como son los corrientes de Pirital y Anaco.

La Cuenca Oriental de Venezuela está caracterizada desde el punto de vista estratigráfico por contener hasta 2.000 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 17). Está subdividida operacionalmente en dos subcuencas: la de Guárico y la de Maturín. Sin embargo, para efectos de esta investigación se describirá la subcuenca de Maturín a continuación.

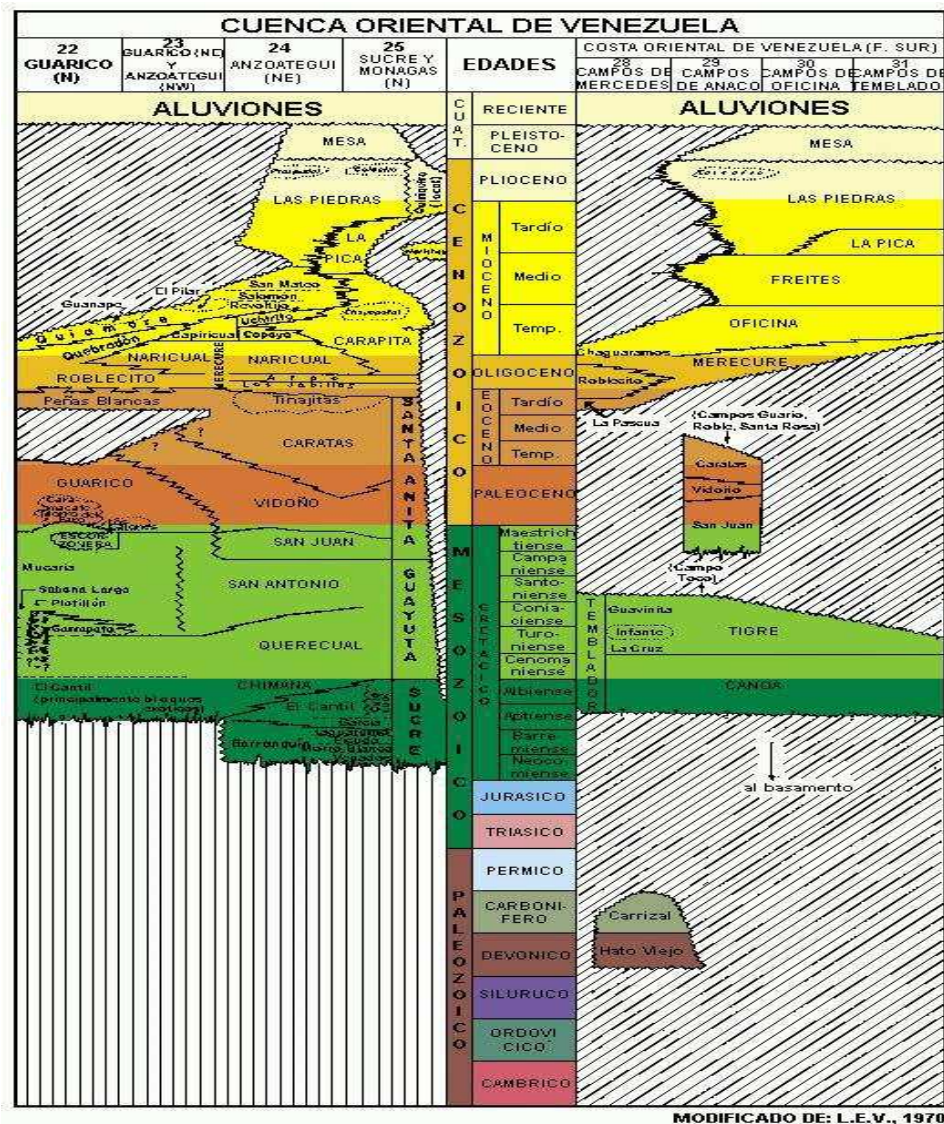
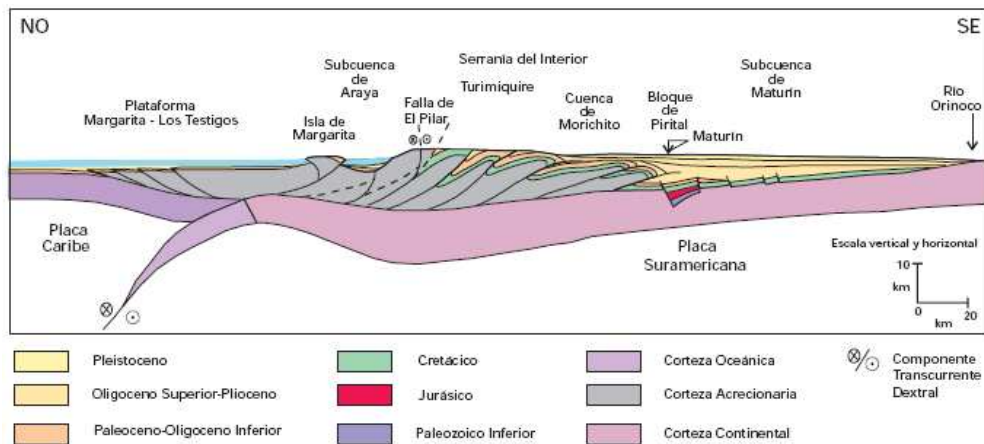


Figura 17: Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

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

### 2.8.2 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín (figura 18) constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur.

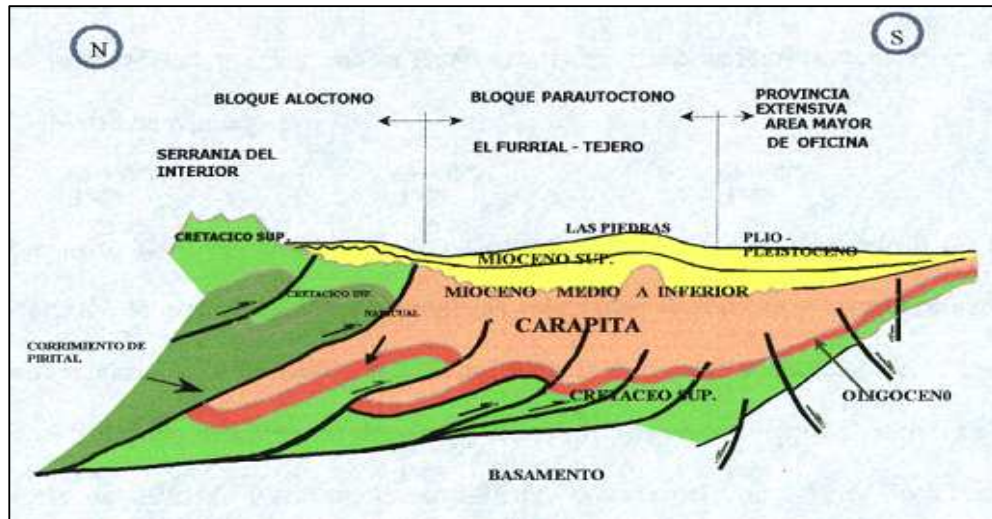


**Figura 18:** Corte geológico del flanco norte de la subcuenca de Maturín.

FUENTE: Schlumberger, 1997.

La estratigrafía de la serranía del interior oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín, una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno (figura 19). El flanco sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales (Schlumberger, 1997).





**Figura 19:** Corte Norte - Sur donde se observa el grado de complejidad estructural de la Subcuenca de Maturín (Schlumberger, 1997).

Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites suprayacente también constituye un sello regional de gran importancia. 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, Orocual, Boquerón, Quiriquire y Pedernales (Schlumberger, 1997).

Debido al espesor considerable de la secuencia Neógena en el flanco norte de la Subcuenca, no se puede establecer con claridad cómo se produce el cambio lateral de las unidades Cretácicas hacia el Grupo Temblador del sur; sin embargo, se estima que para los equivalentes laterales del Área Mayor de Oficina, el caso pudo haber sido muy semejante, con generación por una roca madre cercana. Las dos Subcuencas (Guárico y Maturín), localizadas al Noreste de Venezuela, son de tipo “foreland”; y están separadas por unos anticlinales en superficie, y en el subsuelo por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras inversas asociadas (figura 20).

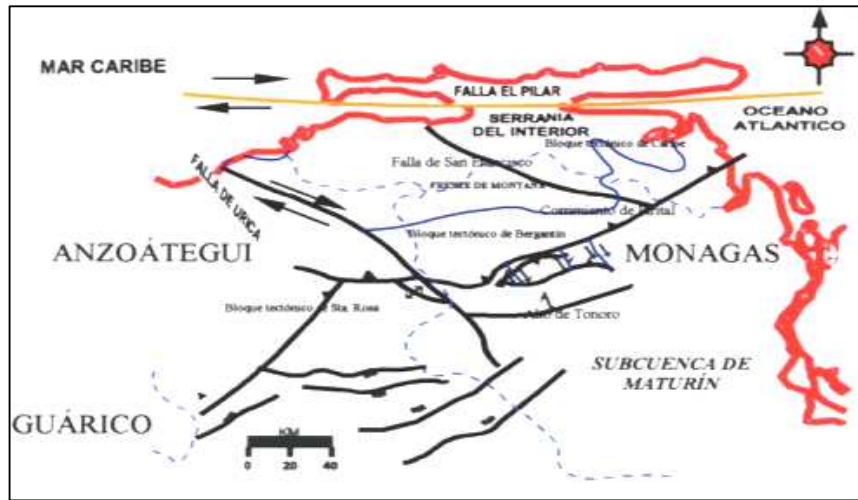


Figura 20: Marco tectónico de la Subcuenca de Maturín.

FUENTE: Schlumberger, 1997

### 2.8.3 Geología Local

El Área Mayor de Anaco comprende los campos de Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana y El Toco; cuya estructura se caracteriza por levantamientos dómicos alineados; los campos de El Roble y San Roque, el primero de los cuales parece depender de una terraza tectónica desarrollada en el flanco norte del levantamiento, y el segundo de una trampa estratigráfica representada por canales de arena, el campo menor de Aragua es una acumulación también estratigráfica, con arenas lenticulares (González de Juana *et.al.*, 1980).

Los levantamientos dómicos sobre los cuales se presentan los campos de Santa Rosa, Guarío - San Joaquín, Santa Ana y el Toco están separados entre sí por sillas estructurales bien diferenciadas, que con mayor frecuencia separan las zonas productoras de dos campos, aunque algunas arenas productoras cruzan las sillas, particularmente en San Joaquín.

La mayoría de las arenas productoras son lenticulares, lo cual se traduce en la diferente extensión lateral de cada recipiente. Muchos yacimientos controlados

por lenticularidad se encuentran en posiciones estructurales distintas sobre la cresta, los flancos e incluso en sillas sinclinales entre domos (González de Juana *et.al.*, 1980).

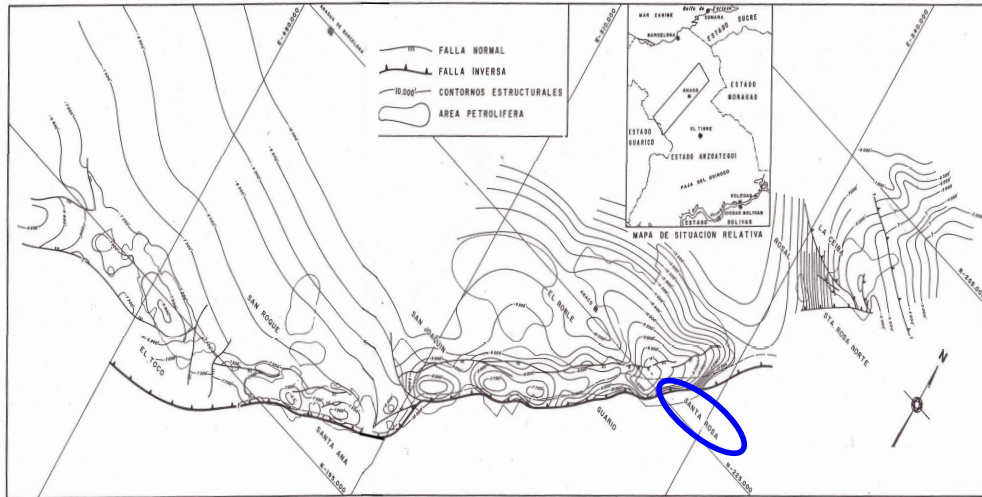
### **2.8.3.1 Estructura del Campo Santa Rosa**

La estructura del Campo Santa Rosa está influenciada por la tectónica cordillerana, cuyo origen se encuentra en la colisión de la Placa del Caribe con la del Continente Suramericano. Como resultado de esta tectónica, se ha generado una compleja estructura que comprende los siguientes elementos: 1) el Corrimiento de Anaco, 2) una serie de pliegues anticlinales y domos, 3) un sistema de fallas normales y excepcionalmente inversas y 4) algunas fallas transcurrentes.

El corrimiento de Anaco se encuentra en la parte central del estado Anzoátegui con una longitud de 85 Km, desde el sur del Campo El Toco hasta el este del Campo La Ceiba. Es una falla del tipo inversa, de gran magnitud, que hacia el sur pone límite a la acumulación petrolífera, se caracteriza por una línea de corrimiento de rumbo noreste y buzamiento promedio de 45° al noroeste; el desplazamiento tiene un máximo de 2100 m en el área de Santa Rosa.

En el lado norte se encuentran cuatro campos de petróleo, relacionados estructuralmente con la línea de corrimiento, que enumerados de suroeste a noreste son: el Campo de El Toco, el Campo Santa Ana, el Campo San Joaquín, el Campo Guárico y más al noreste el Campo Santa Rosa (González de Juana *et. al.*, 1980) (figura 21).





**Figura 21:** Mapa estructural del Área de Anaco, indicando los campos petrolíferos y el corrimiento de Anaco (González de Juana *et.al.*, 1980).

Los pliegues son anticlinales en forma de domos con sus ejes paralelos al corrimiento y juegan un papel importante en la distribución de los yacimientos. Las fallas normales están principalmente ubicadas al noroeste de la acumulación de Anaco y por su desplazamiento considerable (230' a 400') constituyen el límite de la acumulación en la misma dirección. Las fallas transcurrentes son fallas verticales con desplazamiento horizontal que afecta los pliegues y las fallas normales.

En sus comienzos la falla de Anaco fue una falla normal con buzamientos al noroeste, posteriormente invertida a su posición actual, basándose sobre el adelgazamiento anormal de ciertos estratos en el lado sur de la falla. Esta teoría no discrepa con la mecánica estructural de empujes tardíos con fuertes componentes dirigidas de norte a sur. El rumbo de esta falla de Anaco, N45°E, es considerado como anómalo, cortando oblicuamente la dirección general de la Cuenca Oriental de Venezuela, esta interpretación procede de comparar el rumbo de la falla de Anaco con el monoclinal de Oficina y con las fallas de Oficina, localizadas definitivamente en el flanco sur de la cuenca. Por el contrario, el rumbo de la falla de Anaco no resulta tan anómalo al compararse con las

estructuras y el grado estructural del flanco norte de la cuenca, incluida la serranía del interior oriental y el corrimiento frontal de Guárico.

### **2.8.3.2 Ubicación y descripción del Campo Santa Rosa**

El área de estudio se encuentra ubicada en el estado Anzoátegui, encontrándose 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 el Campo Santa Rosa, se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Sub Cuenca de Maturín, al Norte del Corrimiento de Anaco.

El Área Mayor de Anaco está situada 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 (figura 22). El domo de Santa Rosa se extiende en dirección N45°E, es asimétrico con un buzamiento suave de 8 a 11° en la dirección noroeste y otro fuerte de 20° en la dirección sureste hacia el corrimiento de Anaco. El domo está cortado por dos fallas inclinadas hacia el sureste y paralelas al eje del mismo (Bernys *et.al.*, 1997).

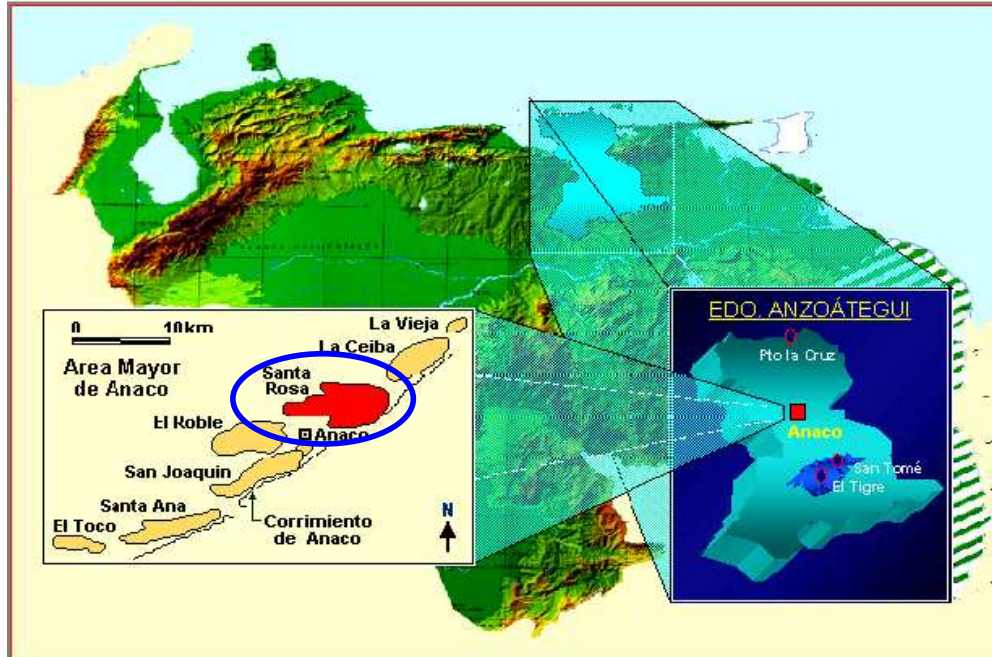


Figura 22: Ubicación del Campo Santa Rosa.

FUENTE: <http://www.seflucempo.com/common/pdf/TECNICAS1.pdf>

El Campo Santa Rosa tiene un área de 20.800 hectáreas y fue reconocido como un campo gigante en 1948, siete años después de su descubrimiento. Debido a su extensión y a sus grandes reservas de hidrocarburos del tipo condensado, crudos livianos y gas es el campo más importante del área de Anaco. (Peña, 2007). Los pozos perforados, ya sean productores o no en el Campo Santa Rosa datan de más de 50 años, en dicho campo existen 319 pozos.

El ambiente de depositación indica que las arenas son de ambiente deltaico, distinguiéndose dos tipos de secuencia sedimentaria: uno de canal distributivo sobre barra de desembocadura y otro de naturaleza interdistributaria, constituido por abanicos de rotura sobre barras dístales. El primer tipo de arenas se encuentra principalmente hacia el noreste del yacimiento, donde existe una zona de coalescencia de los lentes con mayor espesor de arena y mayor porosidad inicial. El segundo tipo de secuencia prevalece al suroeste. Allí los lentes están separados por lutitas y las arenas son más heterogéneas que en el canal sobre barra de

desembocadura, lo cual da como resultado la existencia de pozos menos productivos (Bernys *et al.*, 1997).

### **2.8.3.3 Estratigrafía del Área Mayor de Anaco**

La secuencia sedimentaria del subsuelo en esta área se extiende desde el Cretáceo al Plioceno, está representada por las formaciones Las piedras, Freites, Oficina, Merecure, Caratas, Vidoño, San Juan, El Grupo Sucre (Chimana, El Cantil y Barranquín), estos dos últimos pasan transicionalmente hacia el suroeste y su propia equivalencia lateral, el cual es el Grupo Templador. De estas unidades las más prospectivas son las formaciones Oficina, Merecure y San Juan. En El Toco, Santa Ana y al suroeste de San Joaquín aflora la Formación Freites, igual que en una amplia faja al oeste de Santa Ana, que se extiende hacia el norte.

En el subsuelo del Área Mayor de Anaco se perfora una secuencia estratigráfica que va desde el Cretáceo hasta el Mioceno, con las formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure, Oficina, Freites, Las Piedras y Mesa (figura 23). Durante el Mioceno prevalecen aportes clásticos derivados del levantamiento progresivo de las cordilleras, caracterizadas por las areniscas de “Sal y Pimienta” y conglomerados presentes en las formaciones Capiricual, Cayapa y Unchito, mientras que hacia el este se acentúan las condiciones marinas de la formación Carapita. El ciclo regresivo culmina con sedimentos principalmente continentales de la formación Quiamare. En el subsuelo de Monagas las condiciones de sedimentación fueron de mar abierto durante el Oligo-Mioceno, acumulándose una espesa sección de lutitas que caracteriza la Formación Carapita; esta formación tiene relaciones de transgresión diacrónicas sobre el Grupo Merecure. Hacia el sur de la Cuenca Oriental de Venezuela el Grupo Merecure es notablemente más arenoso, la ausencia de lutitas de la Formación Areo impide su diferenciación como grupo y es conocido como Formación Merecure (Peña, 2007).

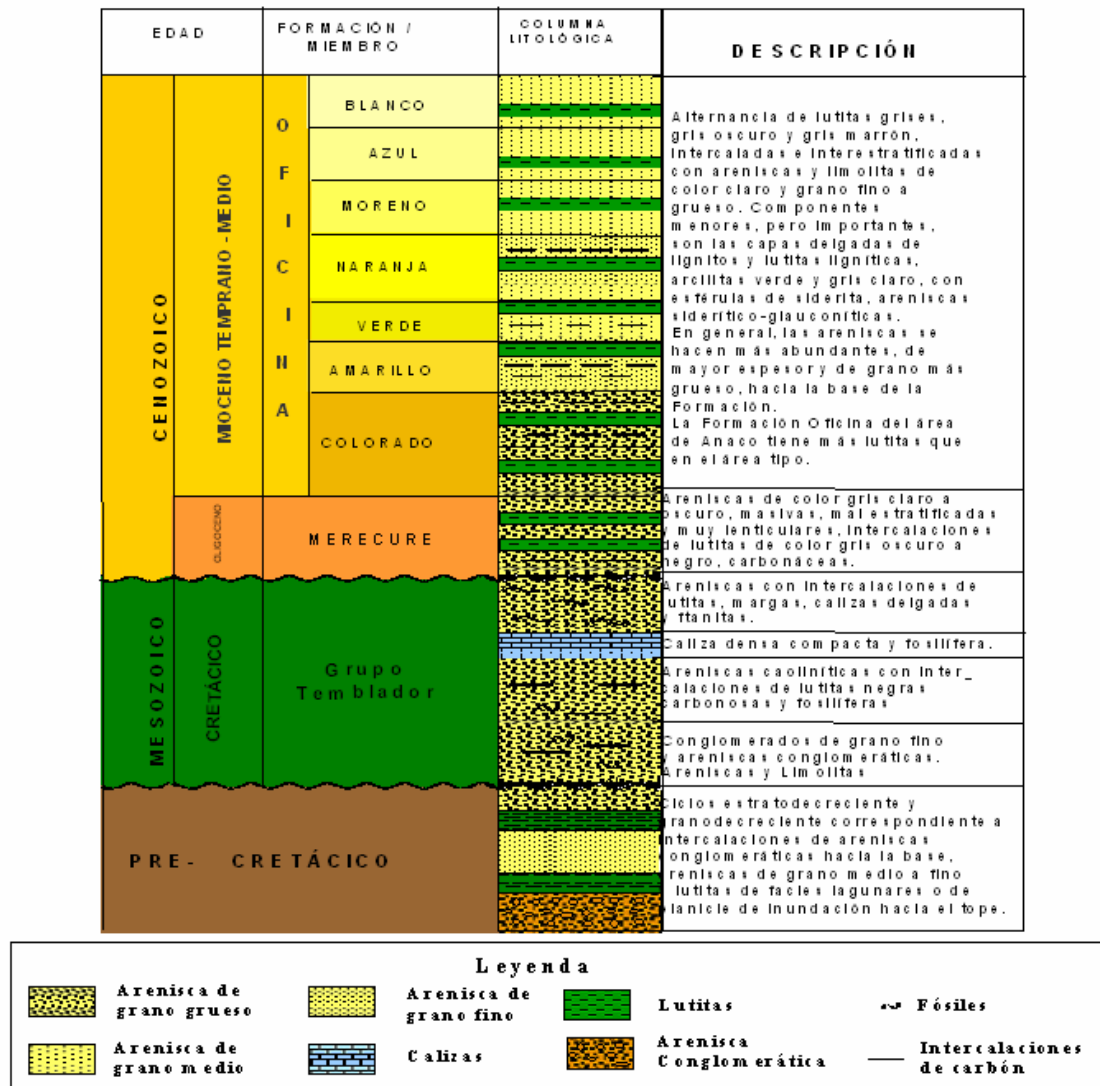


Figura 23: Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco (Peña, 2007).

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 Miembros: Colorado, Amarillo, Verde, Naranja, Moreno, Azul y Blanco.

- *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.

Sobre la Formación Oficina yace, en discordancia local, la Formación Freites (Mioceno medio), esencialmente lutítica, con conglomerados y calizas arenosas en la base y con areniscas, guijarros y arcilitas en capas delgadas al intervalo superior.

Después de la sedimentación de las formaciones Oficina y Freites ocurrió el levantamiento del borde norte de la cuenca y una intensa y extensa erosión en el norte y en la estructura de Anaco, que pudo alcanzar unos 10.000' eliminándose casi totalmente las dos formaciones en el campo La Vieja, al noreste. Levantamientos y erosión subsiguiente son apreciados al norte de la cuenca, en los campos La Ceiba, Cerro Pelado y Quiamare.

Durante el Mioceno-Plioceno la Cuenca Oriental recibió, sobre discordancia, sedimentos arcillosos y limolíticos con areniscas y lignitos, de facies fluviales de baja energía de la Formación Las Piedras, que aflora en casi toda el Área Mayor de Anaco (Peña, 2007).

#### **2.8.3.4 Estratigrafía del Campo Santa Rosa**

A continuación se muestra la columna estratigráfica del campo Santa Rosa (figura 24), está conformada por las formaciones Oficina, Merecure, Vidoño, San Juan y San Antonio.

EDAD	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN	
MIOCENO INFERIOR - MEDIO	OFICINA 8000 - 10200'	Lutitas y areniscas alternadas, limolitas y lignitos.  Los cuerpos de arena son:  Canales, barras y lentes.	BLANCO
			AZUL
			MORENO
			NARANJA
			VERDE
			AMARILLO
			COLORADO
OLIGOCENO	MERECURE 1200 - 1900'	Areniscas masivas y lutitas carbonáceas delgadas.	ME-A/ME-T4,5
CRETACEO	VIDOÑO 60'	Lutitas con areniscas locales glauconíticas	VIDOÑO
	S. JUAN ± 100'	Areniscas duras grises de grano fino a medio.	SA/SJN
	S. ANTONIO ± 2200'	Calizas y lutitas negras con areniscas duras grises y chert.	SA-A/SA-X

Figura 24: Columna estratigráfica del Campo Santa Rosa (Peña, 2007).

La Formación Oficina del terciario (Mioceno Temprano - Medio), se encuentra entre los estados Anzoátegui y Monagas, fue sedimentada en ambientes progresivamente transgresivos sobre el flanco sur de la cuenca, que presentaba muy bajo relieve de forma que las aguas llanas se extendían considerablemente de norte a sur, lentamente subsidente con suaves oscilaciones que favorecieron el avance y retroceso de las aguas y aún cambios de salinidad en un punto dado. La sedimentación en la parte meridional del área en dicha formación, sugiere ambientes de llanuras deltaicas con extensas zonas pantanosas tranquilas, con abundante vegetación, intercalaciones de aguas salobres, sistemas de caños de dirección generalizada al norte y ocasionales incursiones marinas. En el Área Mayor de Oficina, ocurrieron fenómenos tales como la desaparición de arenas



hacia el norte, pudiendo interpretarse condiciones paleogeográficas ligeramente diferentes (González de Juana *et.al.*, 1980).

Según Hedberg (1937) describe 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-glaucóníticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono.

Muchas de las areniscas son conglomeráticas, 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.

Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, la Formación Oficina es muy importante en la Cuenca Oriental de Venezuela. De hecho, son de Oficina las principales arenas que producen hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco hasta los campos próximos al eje de la cuenca. Por otra parte, las lutitas de Oficina han sido consideradas por varios autores como rocas madres del petróleo para las arenas de esa misma formación.

*La Formación Merecure* del terciario (Oligoceno-Mioceno Temprano), se encuentra entre los estados Anzoátegui y Monagas. La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas dulces a salobres. Se interpreta como un ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas. El ambiente es típico de clásticos basales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas y, en posición mas distal, por condiciones deltaicas. Las areniscas se orientan preferencialmente en sentido aproximadamente norte-sur. En el subsuelo

del campo de Onado, el ambiente sedimentario de la formación Merecure parece ser deltaico, del lado continental del delta (González de Juana *et al.*, *op. cit.*).

Según Hedberg y Pyre (1944), debido a la ausencia de facies de lutitas típicas de la formación Areo, emplean el nombre de Formación Merecure en el noreste de Anzoátegui (campos La Vieja, La Ceiba, Cerro Pelado, Santa Rosa, Quiamare, etc.), para describir la secuencia penetrada por los pozos subyacentes a las formaciones Las Piedras, Capaya y Oficina, que suprayacen a la Formación Caratas.

Según Funkhouser (1948) la formación se compone mas del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos. Se caracteriza por un conjunto mineralógico sencillo, aunque localmente el conjunto granate-cloritoide de la Formación Oficina se extiende a Merecure.

*La Formación Vidoño* del cretácico (Campaniense) - terciario (Eoceno Temprano) está ubicado en el estado Anzoátegui. Esta unidad se sedimentó en ambientes de plataforma a talud superior, basado en parte, en el carácter arenáceo de la fauna en base al rango batimétrico de foraminíferos bentónicos e icnofósiles, le adjudica ambiente marino profundo, batial a abisal.

La sedimentación se produjo durante una transgresión con baja oxigenación, debido a la estratificación de las aguas y/o alta productividad en las capas de aguas superficiales, dando origen a gran acumulación de materia orgánica en las lutitas. La fauna arenácea característica de esta formación, más que batimetría, refleja condiciones físico-químicas existentes en el fondo marino.

Según Hedberg y Pyre (1944) la formación está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limolitas calcáreas duras, con glauconita. En la sección tipo la Formación Vidoño consiste de una secuencia de lutitas negras, silíceas, y calcáreo-arenáceas, frecuentemente glauconíticas y piritosas, con fractura en astilla o punta de lápiz y con intercalaciones menores de limolitas calcáreas, gris verdoso y areniscas de grano fino, gris oscuro, de espesores centimétricos. En la sección del sinclinal de Tinajitas, describen esta formación como lutitas limosas, duras, gris verdoso oscuro a marrón, con desarrollo de fisuras rellenas con yeso, dispuestas en patrón geométrico. A partir de los 105 m, se desarrollan capas de limolitas y areniscas finas glauconíticas, las cuales se hacen menos frecuentes hacia el tope de la sección, se presentan manchas de oxidación, costras de óxido de hierro y manganeso.

*La Formación San Juan* del cretácico (Maastrichtiense Tardío), se encuentra en el estado Anzoátegui, el ambiente de sedimentación de la Formación San Juan, es de origen fluvial a marino somero, regresivo con ambientes litorales-costeros. Las formaciones San Antonio y Vidoño fueron depositadas en ambiente batial, a paleopropundidad de  $2.500 \pm 200$  m, basado en icnofauna y foraminíferos bentónicos; y la Formación San Juan, constituye solamente un cuerpo arenoso emplazado en la misma profundidad por procesos no turbidíticos, al pie del talud epicontinental contemporáneo.

La litología describe alternancia monótona de capas de areniscas de 0,3 a 1 m de espesor, muy duras, gris a gris claro de grano fino, bien escogidas, escasamente glauconíticas y localmente calcáreas. Estas capas de areniscas se intercalan con capas centimétricas de lutitas negras, arenáceas, localmente calcáreas y limolitas negras. En los ríos Aragua, Orégano y en la quebrada La Pegua, las areniscas del tope se tornan muy glauconíticas. Las capas de arenisca son tabulares, y su color de meteorización es crema y rojizo. Las estructuras sedimentarias más comunes son: estructuras de carga, estructuras de almohadilla y bola (en las areniscas), diques y sills clásticos, capas estiradas y estructuras de desplomes arenosos (Hedberg, 1937).

*La Formación San Antonio* del cretácico tardío, esta en el estado Anzoátegui el ambiente de sedimentación de la Formación San Antonio era transicional entre el ambiente euxínico de Querecual y el ambiente de San Juan, presumiendo la presencia de "corrientes periódicas, capaces de transportar clásticos y oxígeno a las aguas estancadas del fondo" y una sedimentación lenta. La relación  $K_2O/Na_2O$  indica aguas profundas, y que la composición química de la fanitas favorecen un origen biogénico para ellas.

La unidad consiste esencialmente de calizas y lutitas negras, como la Formación Querecual, infrayacente, pero además contiene numerosas capas de areniscas duras de color gris claro y de chert. Las cantidades y proporciones de areniscas y chert son muy variables; en algunos sitios son tan escasas que es imposible diferenciar la unidad de la Formación Querecual. En otros lugares el gran desarrollo de areniscas hace que la Formación San Antonio se confunda con la Formación San Juan, suprayacente (Hedberg, 1937).

#### **2.8.3.5 Características de los entrapamientos y de las acumulaciones de hidrocarburos en el Área Mayor de Anaco.**

El entrapamiento de hidrocarburos en las arenas del Área Mayor de Anaco presenta distintas modalidades como son:

- Entrapamiento puramente anticlinal, en el cual el contacto agua-petróleo es paralelo a una curva estructural.
- Canales rellenos de arenas, importantes en el Área Mayor de Oficina ya que, se prolongan hasta el levantamiento de Anaco con dirección general de sur a norte, constituyendo un factor muy importante en el entrapamiento de hidrocarburos.

El Corrimiento de Anaco no interviene como elemento de control directo del entrapamiento de arena petrolífera de la Formación Oficina porque el contacto agua-petróleo está por encima del contacto falla-arena, pero en ciertas arenas productoras de la Formación Merecure, el contacto agua-petróleo del flanco

noroeste está definitivamente más bajo que la intersección de la arena con la falla, indicando que la falla participa de modo directo en el entrapamiento (Peña, 2007).

La composición relativamente uniforme de los crudos en el Área Mayor de Anaco sugiere un origen común, y el fuerte componente parafinoso probablemente se relaciona con una fuente herbácea en un ambiente de fluvial a deltaico, el cual es menos marino que la sección productora.

El acceso a una fuente más profunda, más joven y menos marina puede ser proporcionada por la falla inversa de Anaco, que coloca las facies marinas sobre facies terrestres y probablemente permite la intercomunicación de múltiples fuentes profundas. Esta interpretación es apoyada por la semejanza de los petróleos parafínicos que están por encima y por debajo de la zona de falla en el Campo Santa Rosa. En las sillas tectónicas principales se encuentran fallas transcurrentes de dirección noreste que completan el sistema de corrimientos. Los campos de petróleo localizados en el alineamiento de la estructura de Anaco y en el Área Mayor de Oficina, producen arenas deltaicas y transgresivas, de las formaciones terciarias Oficina y Mercure, pero en Anaco la acumulación está controlada por el cierre estructural de domos y por acuñamiento estratigráfico (Peña, 2007).

Para evaluar y analizar la interacción roca-fluido realizado en este trabajo es necesario conocer el concepto de adsorción y las diferentes técnicas de caracterización, lo cual se describe a continuación.

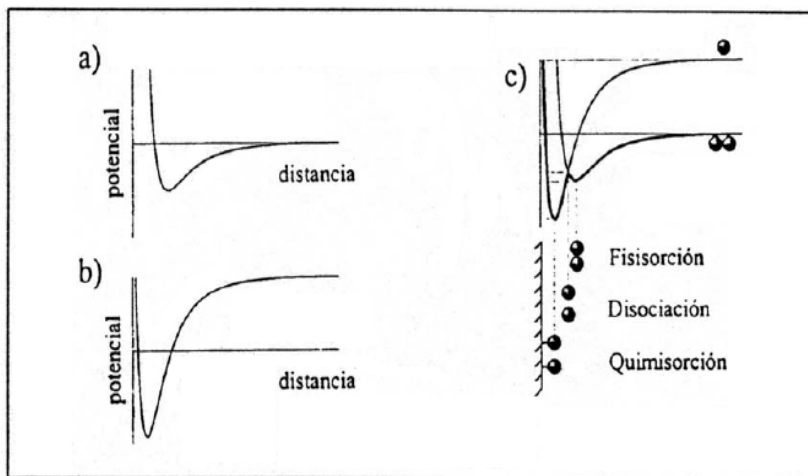
## **2.9 Definición de adsorción**

La adsorción se define como la acumulación de material (denominado adsorbato) en una superficie. Los tipos de adsorción son:

- ✓ Fisisorción: la especie adsorbida (fisisorbida) conserva su naturaleza química (ver figura 25).
- ✓ Quimisorción: la especie adsorbida (quimisorbida) sufre una transformación, más o menos intensa, para dar lugar a una especie distinta (Webb y Orr, 1997).

Existen algunas diferencias entre estos dos fenómenos (Webb y Orr, 1997):

- En la fisisorción, el gas se adsorbe formando capas sucesivas, mientras que en la quimisorción la adsorción queda restringida a una monocapa.
- La energía de adsorción es mayor para la quimisorción que en el caso de la fisisorción.
- La fisisorción es un fenómeno más general y menos específico.
- La transformación química de la especie adsorbida (quimisorción) requiere una cierta energía de activación, que no es necesaria en la fisisorción, por lo que esta última suele ocurrir a menores temperaturas.



**Figura 25:** Esquema de la evolución de la energía potencial de una molécula de gas acercándose a una superficie plana. a) Fisisorción. b) Fisisorción de una molécula disociada, c) Fisisorción seguida de quimisorción (Webb y Orr, 1997).

## **2.10 Técnicas de caracterización**

### 2.10.1 Microscopía electrónica de barrido (MEB)

El Microscopio Electrónico de Barrido (MEB) es una técnica de análisis instrumental de gran utilidad cuando se quiere analizar superficies con alto aumento. Brinda la posibilidad de tener una resolución excelente a grandes aumentos sin destruir la muestra, como es el caso de las preparaciones para estudios petrográficos, donde al desbastar la superficie de la muestra se pierden rasgos importantes de la misma.

Actualmente, el microscopio electrónico de barrido es reconocido como un instrumento importante en estudios sedimentológicos, ya que proporciona información e ilustración de superficies en tercera dimensión y a una escala del orden de unas cuantas micras. La principal contribución del MEB en sedimentología es en el campo de la diagénesis, donde la textura de la roca, poros y el delicado material que rellena los poros pueden ser examinados sin destruir la superficie de la muestra.

### 2.10.2 Difracción de Rayos X (DRX)

La técnica de Difracción de Rayos X (DRX) es un método instrumental particularmente útil en el análisis de material cristalino de grano muy fino, que proporciona la identificación y cuantificación de los minerales que componen la roca. Existe una variedad de aplicaciones para caracterizar los componentes de los sedimentos, entre ellas se puede mencionar el análisis de rocas total donde no es posible detectar la presencia de minerales, que están en muy baja proporción y que pueden encontrarse por debajo del límite de detección para ese mineral; y el de mineralogía de arcillas presentes en la roca total para determinar el grado de cristalinidad en illitas; al igual que el contenido de Fe y Mg en cloritas. Cuando la cantidad de illita lo permite, se estima el K presente en la estructura de la mica.

### 2.10.3 Análisis Termogravimétrico (TGA)

El análisis termogravimétrico (TGA, por sus siglas en inglés) se fundamenta en la variación de peso de una muestra cuando se somete a un tratamiento térmico en una atmósfera en particular (por ejemplo: O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>) y permite registrar continuamente la variación de masa de una muestra en función del aumento lineal de la temperatura. La variación de la masa o del porcentaje de masa en función del tiempo, se denomina termograma o curva de descomposición térmica (Cabrera, 2004).

Una segunda curva, que es la derivada del termograma (dTGA) genera la determinación de pequeños cambios de masa debido a la descomposición térmica del sólido en función de la temperatura. A partir del termograma se pueden identificar las diferentes etapas que tienen lugar durante el tratamiento térmico (Cano, 2007).

La información que proporciona el análisis termogravimétrico es a veces limitada, ya que no siempre una variación en la temperatura causa un cambio detectable en la masa del analito. Por lo tanto, el método termogravimétrico está limitado en su mayor parte a reacciones de descomposición y oxidación, así como también a procesos tales como evaporación, sublimación y desorción (Cabrera, 2004).

### 2.10.4 Adsorción de Nitrógeno

La técnica de fisisorción de gases es frecuentemente empleada en la determinación de áreas superficiales y distribución de tamaños de poros de catalizadores. La fisisorción se produce cuando un gas se pone en contacto con un sólido desgasificado, y éste se ve atraído por el sólido mediante fuerzas de van der Waals que pueden ser de tipo London o de tipo dipolo-dipolo. La cantidad de gas adsorbido a una temperatura dada para distintas presiones relativas de gas se conoce como la *isoterma de adsorción* (Webb y Orr, 1997).



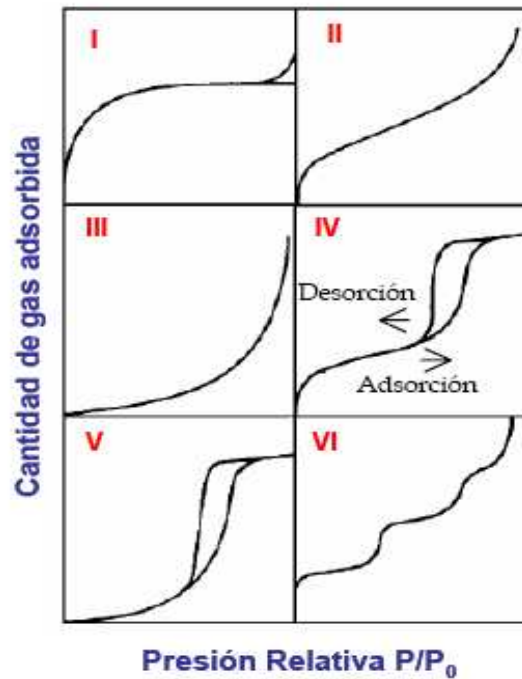
Las isotermas constan de un proceso de adsorción y de desorción. En la mayoría de los casos las isotermas correspondientes no coinciden; es decir, la isoterma de desorción produce una histéresis con respecto a la de adsorción antes de cerrar con ella, que ordinariamente ocurre a una presión relativa entre 0.3-0.4 aproximadamente.

La forma de la histéresis se relaciona con la diferencia en tamaño que existe entre la entrada al poro y su cavidad; es decir, de la geometría de los poros contenidos en el sólido.

A partir de una presión relativa de 0.4 aproximadamente, la isotérma tiene forma exponencial debido al fenómeno conocido como condensación capilar, mediante el cual los poros se llenan del adsorbato líquido. Este fenómeno permite relacionar el volumen condensado a cada presión relativa con el tamaño de poro correspondiente, mediante la aplicación de la ecuación de Kelvin.

El volumen total adsorbido o condensado en todos los poros y que corresponde a la máxima presión relativa ( $\cong 1$ ) equivale al volumen total de poros (regla de Gurvitch).

Se pueden distinguir seis tipos de isotermas, que se corresponden a seis clases de sólidos diferentes (figura 26); la clasificación se basa en las diferentes interacciones que pueda tener el sólido con el adsorbato y por tanto, está relacionada con la porosidad del mismo (Webb y Orr, 1997).



**Figura 26.** Representación esquemática de los seis tipos de isothermas de adsorción.

(Webb y Orr, 1997)

La isoterma *tipo I* presenta una alta adsorción a presiones relativas bajas y es característico de sólidos microporosos.

La isoterma *tipo II* es característica de sólidos macroporosos o no porosos, tales como negros de carbón.

La isoterma *tipo III* ocurre cuando la interacción adsorbato-adsorbente es baja. Ejemplo: adsorción de agua en carbón grafitizados.

La isoterma *tipo IV* es característica de sólidos mesoporosos. Presenta un incremento de la cantidad adsorbida importante a presiones relativas intermedias, y ocurre mediante un mecanismo de llenado en multicapas que conlleva a la condensación capilar.

La isoterma *tipo V*, al igual que la isoterma tipo III, es característica de interacciones adsorbato-adsorbente débiles, pero se diferencia de la anterior en que el tramo final no es asintótico.

La isoterma *tipo VI* es poco frecuente. Este tipo de adsorción en escalones ocurre sólo para sólidos con una superficie no porosa muy uniforme. Ejemplo: adsorción de gases nobles en carbón grafitizado.

Los poros se clasifican según la IUPAC en:

- ✓ Microporo: inferiores a 20 Å en diámetro.
- ✓ Mesoporo: de 20 a 500 Å en diámetro.
- ✓ Macroporo: mayores de 500 Å en diámetro.

El método más utilizado para la determinación de las áreas superficiales se basa en la ecuación de Brunauer, Emmet y Teller (BET). La teoría de BET está basada en la desarrollada por Langmuir extendida a la formación de multicapas y presupone que el calor de adsorción de la monocapa es distinto al de las otras capas, pero todas las siguientes capas presentan el mismo calor de adsorción. Las consideraciones generales de la teoría de BET son:

- La superficie del adsorbente es uniforme y no porosa.
- Las moléculas del gas se adsorben sobre la superficie en capas sucesivas.

#### 2.10.5 Adsorción de CO<sub>2</sub> a temperatura programada (TPD)

La adsorción a temperatura programable de CO<sub>2</sub>, acoplada a la espectrometría de masas, es una técnica que permite cuantificar la cantidad de CO<sub>2</sub> adsorbida-desorbida en un sólido y así determinar el porcentaje del gas que adsorbe la muestra.

La técnica de espectrometría de masas consiste en volatilizar la muestra al penetrar lentamente en una cámara de inyección, luego las moléculas son ionizadas por una corriente de electrones que parte del filamento calentado hacia el ánodo. Los iones positivos formados se separan de los negativos por un potencial negativo pequeño existente en la cámara y luego son acelerados por un potencial de varios miles de voltios.

El haz colimado de los iones positivos entra en una cámara de separación que se mantiene a muy baja presión y allí son sometidos a un fuerte campo magnético que hace que se desplacen en una trayectoria curva, cuyo radio depende de su velocidad y su masa. De esta manera son separadas y enfocadas hacia la ranura de salida, donde caen sobre un electrodo colector, se amplifica la señal y se registra como una función del potencial de aceleración.

### **CAPÍTULO III**

#### **MARCO METODOLÓGICO**

El desarrollo de este trabajo fue realizado en el Campo Santa Rosa, Formación Oficina, Distrito Anaco, donde actualmente se cuenta con 319 pozos perforados en la superficie de su área, los cuales se nombran de la siguiente manera: 47 pozos como RM y 272 pozos como RG.

Cabe destacar que la generación de hidrocarburos en esta formación ocurrió a partir de rocas madres del Mioceno, encontrándose en este campo crudos livianos, medianos y gas condensado principalmente. En el Campo Santa Rosa existe una gran cantidad de pozos parcial o totalmente agotados, es decir, la producción de crudo-gas actualmente es muy baja, haciéndose necesario la utilización de métodos de recuperación terciaria, por tal motivo, estos yacimientos pueden ser potencialmente aptos para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Actualmente, la producción de gas en Anaco es de 1700-1800 MMPCD con un contenido de 8 % de CO<sub>2</sub>, produciéndose en la región entre 136-144 MMPCD de CO<sub>2</sub> donde gran cantidad son arrojados a la atmósfera. Sin embargo, es importante destacar que el Ente Nacional del Gas (ENAGAS) establece que para el 2012 la concentración de CO<sub>2</sub> en el gas natural que circule por los sistemas de transporte y distribución deberá ser reducido a un 2 % molar, por lo que las emisiones de CO<sub>2</sub> hacia la atmósfera se incrementaran (PDVSA Gas, 2008) abruptamente a partir de esa fecha, surgiendo entonces la necesidad de realizar este proyecto para evaluar la factibilidad de disposición del CO<sub>2</sub> en subsuelo.

El estudio se desarrolló específicamente en los pozos RG-3, RG-6, RG-10, RG-65, RG-88, RG-92, RG-94, RG-95, RG-108 y RG-231. Para el desarrollo del mismo se emplearon registros de pozos, interpretaciones sísmicas, análisis de núcleos, historial de los pozos, mapas geológicos y reservas del campo. Adicionalmente, se realizaron pruebas de laboratorio para evaluar la interacción

entre el CO<sub>2</sub> y los tapones de arena, específicamente para los pozos RG-3 (dos muestras) y RG-6 (una muestra).

### **3.1 Revisión y recopilación de información**

Para evaluar las diferentes fuentes de emisiones de CO<sub>2</sub> en Venezuela se realizó una extensa revisión bibliográfica, entre las cuales se encuentran varios inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero realizados por PDVSA-Intevep en 1999.

Se identificaron las metodologías más importantes disponibles en la literatura internacional para la preparación de inventarios de emisiones entre las que cabe destacar: la desarrollada por el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) y la establecida por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US EPA, por sus siglas en inglés).

De igual manera, se emplearon balances de masa y mediciones directas (disponibles en algunos casos) de emisiones de gases invernaderos emitidas por PDVSA Gas (Anselmi *et.al*, 2001). La información presentada por PDVSA-Intevep para el año 2001, discrimina las siguientes fuentes de emisión de CO<sub>2</sub>:

- Procesos de combustión en compresores y hornos
- Mechurrios
- Tanques de almacenamiento de techo fijo
- Tanques de techo flotante

Por otra parte, la revisión bibliográfica de tipo geológica y de yacimiento, se realizó en el Centro de Documentación Geológica (CDG) ubicado en el edificio sede de PDVSA Guaraguao, Puerto La Cruz, específicamente en los archivos del Departamento de Estudios Integrados de Anaco. Se utilizó la base de datos digital de la empresa, material bibliográfico disponible, informes técnicos y trabajos científicos.

De igual forma se recopiló información geológica y estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela y a escala local del Área Mayor de Anaco. Se realizó una recopilación de la información concerniente a:

- Mapas isópaco-estructurales.
- Perfiles de pozos tales como el de rayos gamma, potencial espontáneo, resistividad, conductividad, etc., tanto en físico como en formato digital a la profundidad vertical verdadera (TVD, por sus siglas en inglés). Los perfiles de rayos gamma (GR, por sus siglas en inglés) y de potencial espontáneo (SP, por sus siglas en inglés) se obtuvieron a escala 1:500.
- Gráficas de producción para cada uno de los pozos.
- Reservas del campo y de cada uno de los pozos.
- Datos de porosidad, permeabilidad, saturación residual de agua y saturación residual de gas para cada uno de los pozos seleccionados.

En la figura 27 se muestra un diagrama de flujo con la metodología empleada en este estudio.

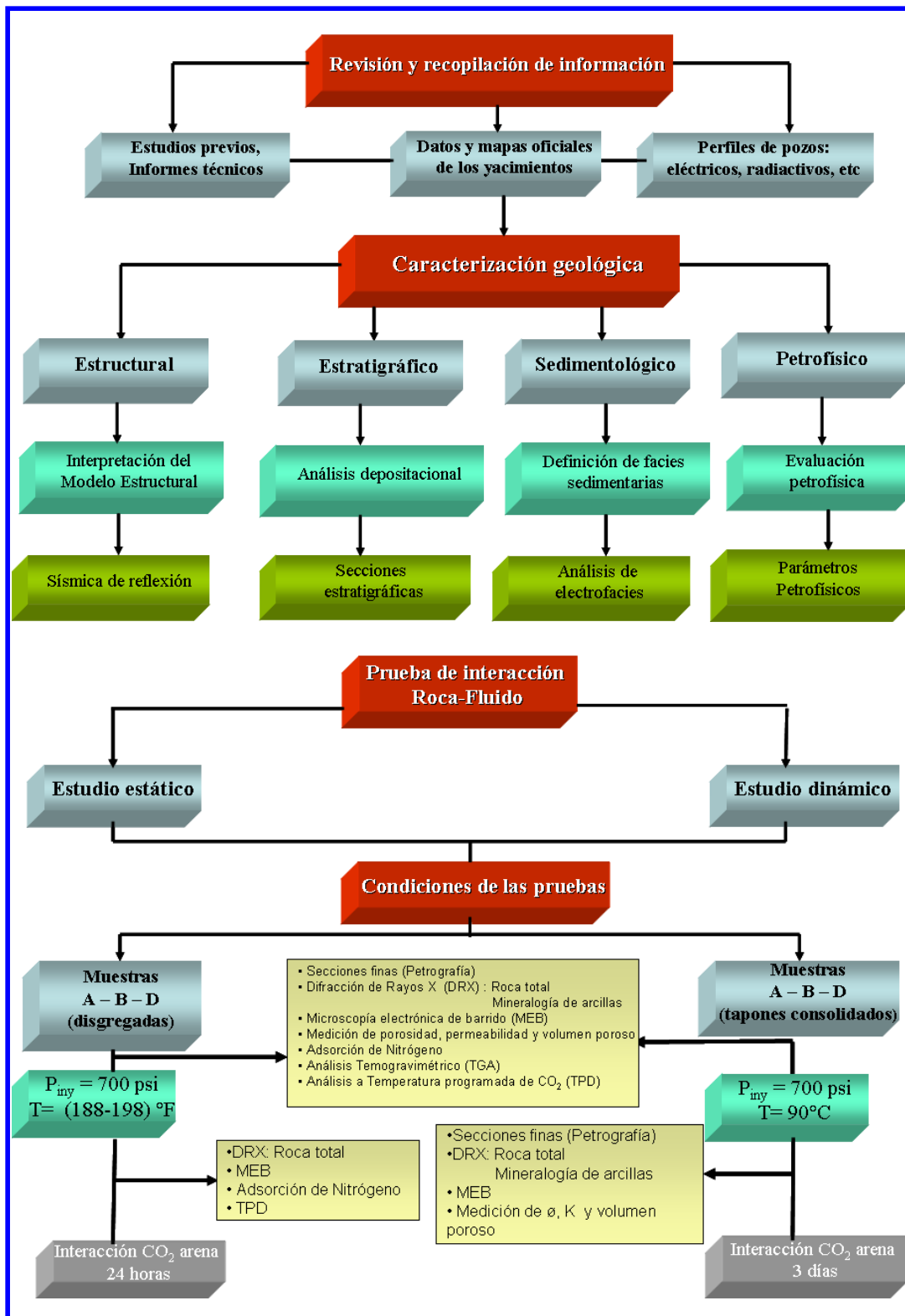


Figura 27. Diagrama de flujo de la metodología empleada.



### **3.2 Selección de los pozos para el estudio**

A continuación, se presenta la metodología llevada a cabo para evaluar y seleccionar posibles yacimientos candidatos para la disposición final del CO<sub>2</sub> en subsuelo.

- Definición del área de estudio

El área a estudiar fue la contentiva a todos los yacimientos ubicados en el oriente del país, ya que como se mencionó anteriormente, para el 2012 se proyecta manejar grandes descargas de volúmenes de gas con un contenido de 8% de CO<sub>2</sub> hacia la atmósfera en el área de Anaco, producto de la nueva normativa establecida por ENAGAS en cuanto a las especificaciones de gas a mercado interno.

- Selección de los parámetros determinantes para el proceso de inyección de CO<sub>2</sub>.

Esta actividad se llevó a cabo a través de una búsqueda en línea utilizando la base de datos del Campo Santa Rosa, 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.

Así, la primera condición de búsqueda para la discriminación de los yacimientos fue que la presión actual del yacimiento estuviera cerca o igual a la presión de abandono.

Se generó una tabla con la información requerida para todos los yacimientos del campo, seleccionando 27 pozos que cumplieran con los parámetros establecidos. Utilizando esta base de datos se creó otra mas reducida donde sólo se incluyeron aquellos yacimientos con las siguientes características:

1. Presión actual cerca o igual a la presión de abandono.
2. Disponibilidad de núcleos para la obtención de muestras (tapones). Para ello, se visitó la Nucleoteca El Chaure, ubicada en el estado Anzoátegui y la Nucleoteca de PDVSA-Intevep para la selección y el corte de los mismos.
3. Disponibilidad de información sobre el yacimiento (informes técnicos, registros de pozo, mapas del yacimiento, entre otros).

En base a lo mencionado anteriormente, la tabla 3 muestra los parámetros considerados para la selección del yacimiento y por ende los pozos analizar, los datos de presión de abandono se presentan mas adelante.

**Tabla 3:** Parámetros considerados para la selección de los pozos.

<i>Pozos seleccionados</i>		<i>Parámetros considerados</i>		
<i>Yacimiento/arena</i>	<i>Pozos</i>	$P_{act} \leq P_{ab}$	<i>Disponibilidad de núcleos</i>	<i>Disponibilidad de información</i>
NAJ1 RG-52	RG-108	✓	X	X
VEF1 RG-4	RG-6	✓	✓	✓
	RG-10		✓	
	RG-108		X	
VEC2 RG-4	RG-6	✓	✓	✓
	RG-3		✓	
	RG-94		X	
VEH3 RG-43	RG-94	✓	X	X
	RG-108		X	
VEB2U RG-65	RG-65	✓	X	✓
	RG-92		X	
VEA1 RG-51	RG-88	✓	X	✓
	RG-95		X	
	RG-65		X	
VE1M RG-19	RG-3	✓	X	✓

$P_{act}$  = Presión actual del yacimiento ;  $P_{ab}$  = Presión de abandono; ✓ = disponible y X = no disponible

En la tabla 4 se muestran las características de los yacimientos seleccionados para el estudio.

**Tabla 4:** Datos de los yacimientos seleccionados para el estudio.

<i>Yacimiento / arena</i>	NAJ1 RG-52	VEF1 RG-4	VEC2 RG-4	VEH3 RG-43	VEB2U RG-65	VEA1 RG-51	VE1M RG-19
<b>Presión de abandono (lpc)</b>	410	504	580	696	660	540	450
<b>Presión actual del yacimiento (lpc)</b>	530	905	662	635	880	830	500
<b>R.REM.Gas (MMMPCN)</b>	-2.5	41.6	18.7	3.9	1	4	2
<b>R.REM.Petróleo (MBN)</b>	23	2.4	857	1.8	91	262	109
<b>Núcleos del pozo</b>	RG-108	RG-6 RG-10 RG-108	RG-6 RG-3 RG-94	RG-94 RG-108	RG-65 RG-92	RG-88 RG-95 RG-65	RG-3

**R.REM.Gas = reservas remanentes de gas; R.REM.Petróleo = reservas remanentes de petróleo.**

En la figura 28 muestra el mapa base del Campo Santa Rosa donde se encuentran ubicados los pozos presentados en la tabla 3.

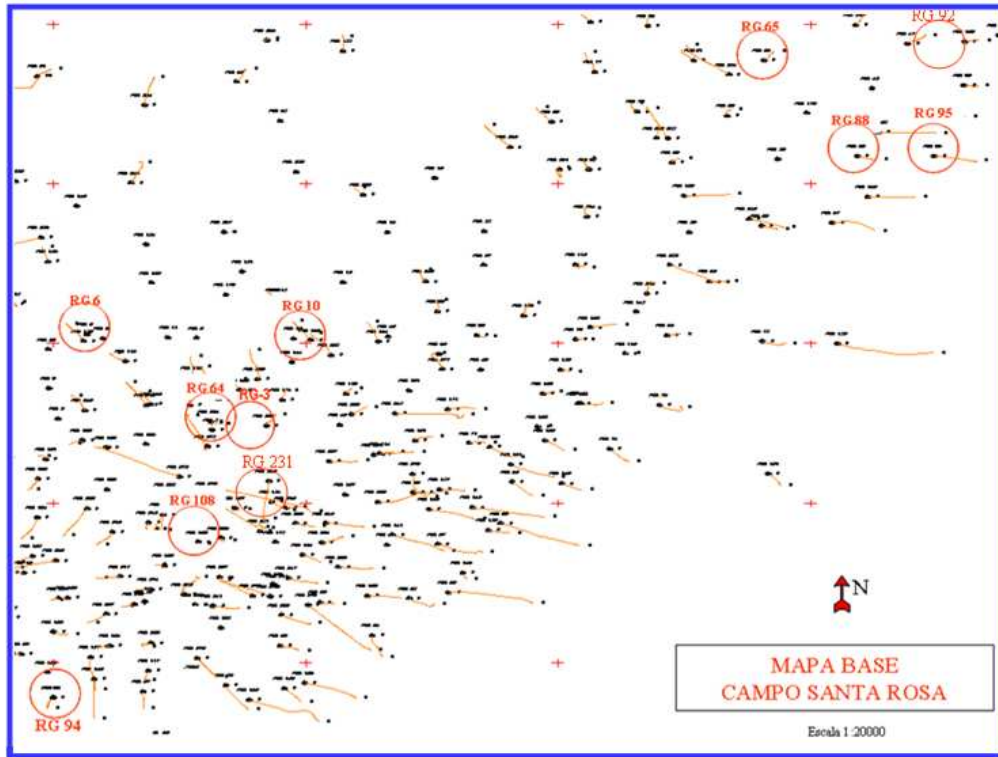


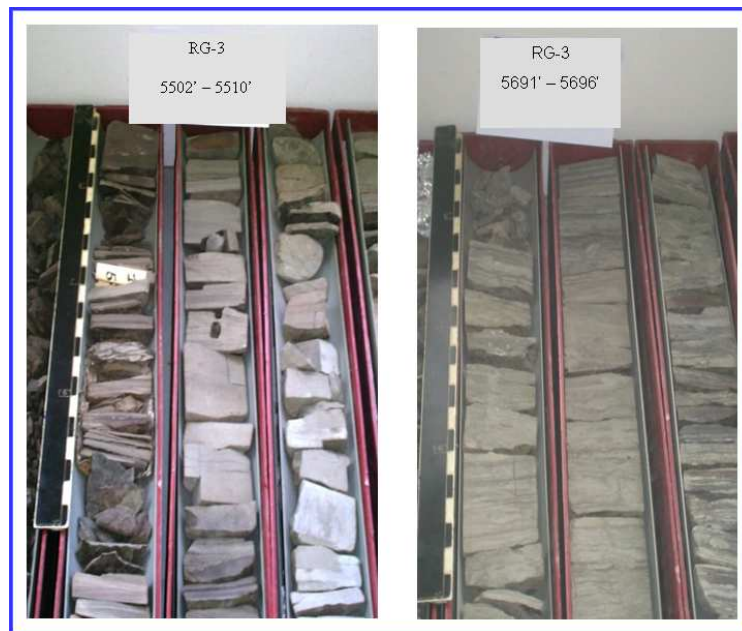
Figura 28: Mapa base del Campo Santa Rosa.

Una vez seleccionados los pozos para el estudio, se procedió a escoger los tapones para realizar las pruebas de laboratorio, estos se seleccionaron en base a la mayor disponibilidad de obtención de los mismos. Cabe destacar que estos núcleos son muy viejos (tienen mas de 50 años) y por lo tanto sólo fue posible obtener muestras para los pozos RG-3, RG-6 y RG-10. La tabla 5 presenta algunos parámetros de los pozos seleccionados para los ensayos de laboratorio.

**Tabla 5:** Pozos seleccionados para las pruebas de laboratorio.

Arena/Yacimiento	Presión de abandono (lpc)	Presión actual del yacimiento (lpc)	Temperatura actual del yacimiento (F)	Núcleos del pozo
VEF1, RG-4	504	905	204	RG-6 RG-10
VEC2, RG-4	580	662	198	RG-6 RG-3
VE1M, RG-19	450	500	188	RG-3

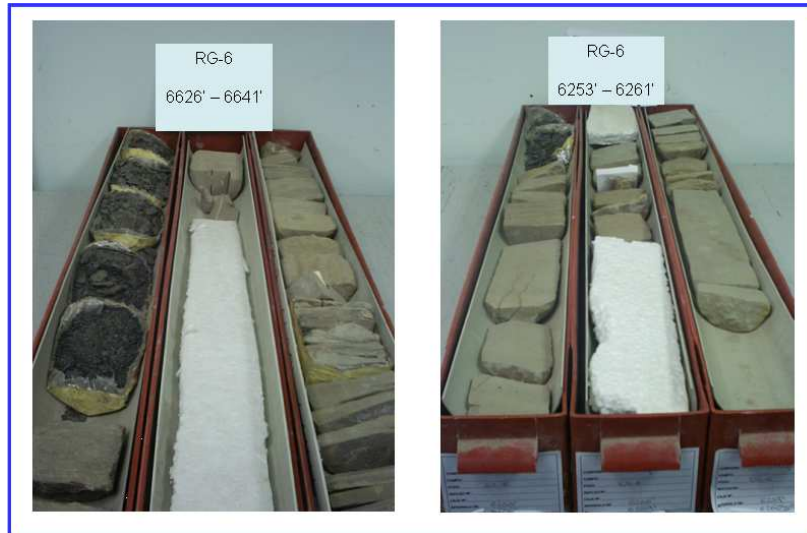
A continuación se muestran las fotos de los pozos RG-3, RG-6 y RG-10 a diferentes profundidades, la cual corresponde a diferentes yacimientos de donde fueron tomados los núcleos testigos (núcleos de referencia) para su posterior estudio.



**Figura 29:** Núcleo del pozo RG-3.

La figura 29 muestra los núcleos correspondiente al pozo RG-3 a una profundidad entre 5502' y 5510'. En esta sección se tomaron tres tapones a 5506'5'', 5691'7''

y 5695'10'' para sus análisis posteriores. Se puede observar que los núcleos son continuos y que están fragmentados.



**Figura 30:** Núcleos del pozo RG-6.

En la figura 30 se muestran las fotos correspondiente al pozo RG-6, a las profundidades de 6253'-6260'5'' (izquierda) y 6626'-6641' (derecha). Para este pozo se tomaron cuatro tapones a las profundidades de 6254'9'', 6257'8'', 6632'4'' y 6638'9'' respectivamente. En la figura se puede observar que los núcleos son discontinuos y que están fragmentados.

Por último, en la figura 31 se muestran las fotos correspondiente al pozo RG-10 a profundidades entre 6568' y 6574'. Para esta sección de pozo, se tomaron cuatro tapones a profundidades de 6568'6'', 6569'8'', 6572'y 6573'6'' respectivamente. Se puede observar que los núcleos son continuos y que están fragmentados.



**Figura 31:** Núcleo del pozo RG-10.

Cabe resaltar que los núcleos de los pozos RG-108, RG-65 y RG-94 no se encontraron en ninguna de las dos nucleotecas y de acuerdo a la base de datos de las mismas no existen. Como se dijo anteriormente, estos núcleos tienen más de 50 años y por lo tanto es muy probable que ya no existan muestras disponibles.

Por otra parte, para los núcleos del pozo RG-95 que se encuentran en la nucleoteca de Intevep y los núcleos de los pozos RG-88 y RG-92 que se encuentran en la nucleoteca de El Chaure no fue posible muestrearlos.

### **3.3 Caracterización geológica**

#### **3.3.1 Modelo estructural**

La descripción del modelo estructural, es basada en la interpretación de sísmica 3D realizada por PDVSA Intevep (2001). Con ésta se generaron mapas estructurales de los horizontes interpretados, de esta interpretación sólo se incorporó a este trabajo el mapa estructural al tope de la arena VEC2 por ser este

el intervalo más somero y el mas completo en comparación a los intervalos infrayacentes.

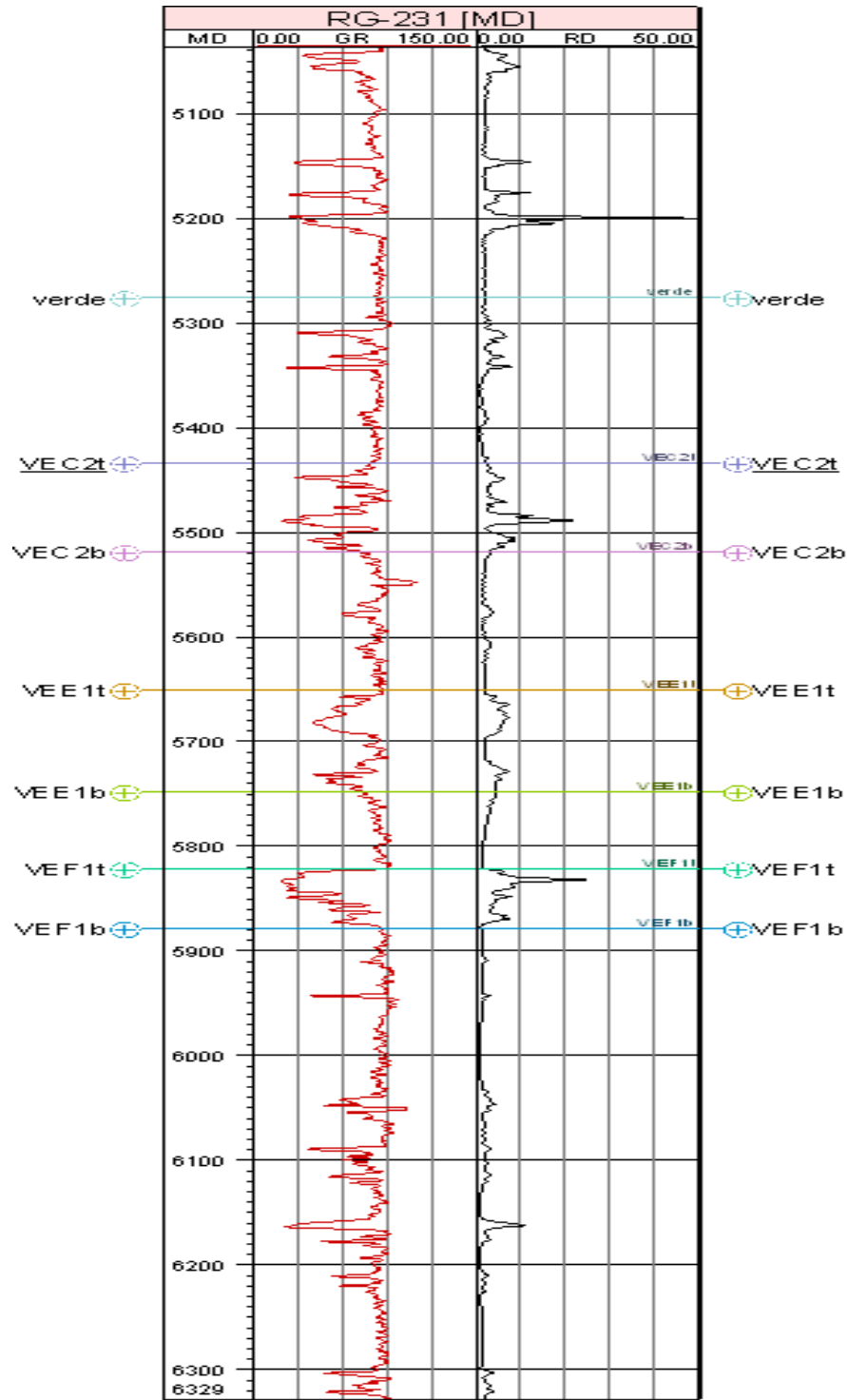
### 3.3.2 Modelo estratigráfico

Se establecieron los topes de las arenas estudiadas mediante la correlación cerrada pozo a pozo del cuadrángulo del Campo Santa Rosa con perfiles eléctricos obteniendo información detallada del horizonte estratigráfico sobre la base de marcadores litológicos confiables, como lutitas, que muestran una buena continuidad regional en la secuencia sedimentaria y por lo tanto, se aprecian fácilmente en los registros de los pozos.

#### 3.3.2.1 Correlación Geológica.

Para la correlación geológica se tomaron los registros corridos a los pozos a escala 1:500. Se empleó como referencia el pozo RG-231 por ser este el que posee mejores registros y mas modernos (figura 32).





**Figura 32:** Registro del pozo RG-231 del Miembro Verde.  
 Centro de Documentación Geológica (CDG) de PDVSA Guaraguao.

La correlación geológica se realizó de acuerdo a los siguientes pasos:

1. Se estableció en un mapa base los pozos del cuadrángulo del Campo Santa Rosa, utilizando el método del mallado triangular, comparando un pozo con otro cercano a este, y este otro con el próximo hasta completar los 10 pozos que penetran el área de estudio. También fue utilizada la correlación regional establecida previamente por PDVSA.

2. Se identificaron los topes de la Formación Oficina, específicamente la del miembro Verde, que indica un límite de una Superficie de Máxima Inundación (MFS, por sus siglas en inglés) que se correlaciona a través de todo el campo y que sirve como marcador regional para la construcción de secciones estratigráficas y estructurales.

3. Las secciones estratigráficas fueron realizadas utilizando las curvas de rayos gamma, potencial espontáneo, resistividad, y conductividad según se tuvieran para cada pozo, para ello se utilizó la herramienta *Petrel* versión 2007. Debido a que las lutitas que separan verticalmente los paquetes de arena (VEC2, VEE1 y VEF1) son paquetes con más de 50', se consideran que estas son muy buenos sellos para el aislamiento vertical de estas.

### 3.3.3 Modelo sedimentológico

Para definir el modelo depositacional fue necesario identificar las facies (curvas electrofacies) de los diferentes perfiles de rayos gamma (GR) y registros de potencial espontáneo (SP). Estos registros presentan en general una buena resolución; sin embargo, en aquellos en que el SP no es muy bueno se completó la información con las curvas de resistividad para una mejor definición de los cuerpos de arenas. De igual manera, se complementó el modelo mediante el análisis sedimentológico de los núcleos RG-3, RG-6 y RG-10, del Miembro Verde de la Formación Oficina.

Para definir la arena total, se trazó una línea correspondiente a 100 % para la arena y otra de 100 % para la lutita en los perfiles de rayos gamma. La arena neta y la arena petrolífera se definieron por medio de la petrofísica y se complementó con información de los mapas isópaco-estructurales de cada yacimiento.

Una vez realizada la correlación y diferenciadas las arenas de las lutitas, se procedió a describir de forma general los cuerpos arenosos a lo largo de toda la formación, sus contactos y sellos, el tipo de energía de depositación y el tipo de respuesta eléctrica de las curvas en estudio.

#### 3.3.3.1 Mapas de distribución de las electroformas

Con el mapa de distribución de las electroformas de la formación se incorporaron las diferentes electroformas de los registros de rayos gamma (GR) y de potencial espontáneo (SP). Luego se procedió hacer la diferenciación entre las diversas respuestas que presentaban los registros para la identificación de los cuerpos sedimentarios.

La comparación de estas respuestas con la información de los núcleos, después de su debida correlación núcleo-perfil que se explica mas adelante, es lo único que permite identificar con mayor confiabilidad los cuerpos sedimentarios de los perfiles eléctricos. Con el programa editor de imágenes *Canvas* versión 11.0 se digitalizaron las electroformas desplegando sobre el mapa base del Campo Santa Rosa la porción de las electrofacies de los intervalos de interés de los pozos evaluados, visualizando así la distribución de las diferentes electroformas e identificando la orientación y geometrías de los depósitos sedimentarios en cada uno de los intervalos.

#### 3.3.4 Modelo petrofísico

Integrando la información de perfiles de pozos, los cuales fueron proporcionados en archivos *Las*, fue posible analizarlos y evaluarlos con la herramienta

*Interactive Petrophysics (IP)*. Con los datos de análisis de núcleos y de producción se definieron las propiedades físicas y la calidad de la roca yacimiento determinando la capacidad de flujo y almacenamiento. Para la evaluación petrofísica se midieron en cada una de las muestras, la porosidad, permeabilidad y volumen poroso.

#### 3.3.4.1 Determinación de propiedades petrofísicas de las muestras

Se determinó la porosidad, permeabilidad y el volumen poroso a cada una de las muestras con un porosímetro - permeámetro automatizado marca CORETEST SYSTEMS, INC modelo AP-608 (figura 33) ubicado en el laboratorio de Análisis Convencionales de Núcleos en PDVSA-Intevep.

Para obtener los datos de porosidad y permeabilidad se realizó lo siguiente:

- Se midieron las dimensiones de los tapones (longitud y diámetro) y se pesaron para determinar la masa de los mismos. Estos datos se colocaron en el software que tiene el equipo (Software LabView de Nacional Instruments) para el cálculo de las medidas.
- Posteriormente las muestras se introdujeron dentro de una celda porta muestra para realizar la medición.
- El equipo automáticamente arroja los resultados empleando la ecuación de la ley de Darcy.



**Figura 33:** Porosímetro - Permeámetro automatizado marca CORETEST SYSTEMS, INC.

### 3.3.5 Elaboración de mapas

#### 3.3.5.1 Mapas isópacos- estructurales

De la revisión y recopilación de la información se obtuvieron los mapas isópacos-estructurales de las arenas VEF1, VEE1 y VEC2. Estos mapas fueron digitalizados con el programa editor de imágenes *Canvas* versión 11.0, el cual permitió separar las líneas estructurales de las líneas isópacos y así generar dos mapas por cada yacimiento, un mapa isópaco y uno estructural. Posteriormente con el programa *Arcgis* versión 9.1 se generaron los mapas utilizados en este estudio donde se colocaron los pozos de estudio y los pozos de control.

Los mapas isópacos son la representación en el plano horizontal de los espesores de un cuerpo arenoso, se utilizaron con la finalidad de representar el número de pies de arena presentes en los intervalos y medidos en los perfiles de pozos (registros eléctricos). Con los mapas isópacos se determinó la geometría de las facies y con ellos el área ocupada por estas; el área se calculó con el programa *Arcgis* versión 9.1. Posteriormente con el espesor de las arenas determinadas en los pozos, se calculó el volumen de roca o arenas disponibles para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Con los mapas estructurales se pudo visualizar cual estructura predomina en el Campos Santa Rosa y como afectan las fallas a dicha estructura.

### **3.4 Obtención y caracterización de los tapones**

Los tapones de los núcleos RG-3 y RG-10 suministrados por la nucleoteca El Chaure y los tapones del núcleo RG-6 fueron suministrados por la nucleoteca de PDVSA-Intevep, los mismos se cortaron longitudinalmente en secciones de 1” de diámetro y 2” de largo, obteniendo 11 tapones de cortes verticales en total.

Una vez seleccionados los núcleos de interés se procedió a cortar los tapones en la sala de corte, utilizando un taladro vertical marca WILTON 15” Variable Speed, modelo N° A5816 que se encuentra acoplado a un toma muestras, con una mecha de diamante y salmuera como fluido lubricante para obtener la forma cilíndrica de los mismos.

Posteriormente se colocaron las muestras en una cortadora RAYTECH para obtener las dimensiones deseadas. Se cortaron y se pulieron los extremos de los tapones con una rectificadora marca Surface Grinder, ya que para los análisis físicos es necesario que las caras estén completamente paralelas. La calidad de este proceso es verificado con un indicador de cuadrante analógico lo cual permite conocer si el tapón está bien nivelado.

Para el estudio mineralógico los tapones fueron cortados con una dimensión de 3 x 2 cm y 1.5 cm de espesor para la elaboración de las secciones finas; tapones de 1 x 1 x 1 cm para los análisis de Microscopía Electrónica de Barrido (MEB) y 50 gramos de cada muestra para los análisis de Difracción de Rayos X (DRX).

#### **3.4.1 Caracterización de las muestras**

En la figura 34 se presenta el esquema detallado que se llevó a cabo para la caracterización física, química y mineralógica de cada uno de los tapones.

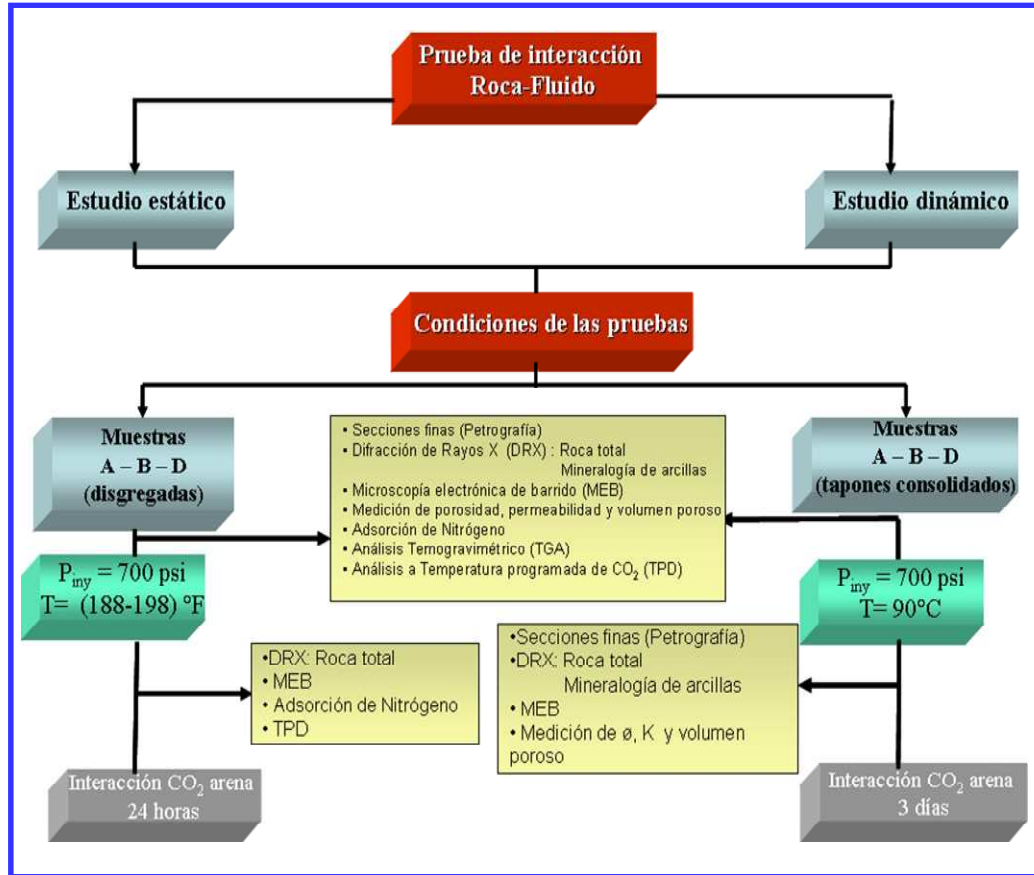


Figura 34: Esquema de caracterización de muestras

Donde: A es la muestra perteneciente al pozo RG-3 a la profundidad de 5505'6".  
 B es la muestra perteneciente al pozo RG-3 a la profundidad de 5691'7".  
 D es la muestra perteneciente al pozo RG-6 a la profundidad de 6254'9".

### 3.4.2 Estudio litológico y mineralógico

Se realizó un estudio petrográfico detallado de tres muestras que pertenecen al pozo RG-3, a cuatro muestras del pozo RG-6 y a cuatro muestras del pozo RG-10 del Campo Santa Rosa, Distrito Anaco, Estado Anzoátegui. El análisis incluye una descripción textural - mineralógica de las secciones finas, análisis con el microscopio electrónico de barrido y análisis de difracción de rayos X.

#### 3.4.2.1 Preparación de las muestras para estudios petrográficos

La elaboración de las secciones finas se realizó en el laboratorio de preparación de muestras de PDVSA-Intevep. Para ello, se empleó una cortadora de baja revolución marca BUEHLER ISOMET™ y se identificaron los topos de cada una de las muestras para finalmente analizar como fue la sedimentación, orientación y tamaño de los granos.

Las muestras fueron secadas en un horno marca CARBOLIFE e identificadas con tinta china. Se les colocó una resina (EPOTEK 301 y un endurecedor en una relación 1:3) para proteger la identificación de las muestras y se volvieron a colocar en el horno a una temperatura de 60-75 °C durante 45 minutos para que endurezca el epoxi, de esta manera la resina epóxica permite aumentar la cohesión de la muestra y prevenir pérdidas de material durante el proceso de rebajado y pulido.

Seguidamente las muestras se pasaron por una lija 60 grit para pulir la cara de la muestra que iba a ser observada en el microscopio, luego por una lija 180 grit para darle un mayor acabado y finalmente se colocan en el horno marca CARBOLITE entre 60-70 °C para que se sequen.

Las muestras fueron impregnadas con una resina (EPO KWICK Resina 5A1) con colorante azul para resaltar los espacios porosos de la roca. Luego se colocan en una campana de vacío por 1 minuto para succionar todo el aire presente en los poros de las rocas y el espacio poroso sea ocupado por la resina con la finalidad de que no queden poros sin recubrimiento con el epoxi dentro de la muestra. Las muestras fueron colocadas en un horno a 70 °C por intervalo de una hora para que se seque el epoxi.

Las muestras se pasaron por unas lijas de 180, 320, 600 y 1200 grit para pulirlas paulatinamente y por lo tanto quedaran exentas o libres de rayas, es decir, la superficie quedara totalmente plana. Luego se pasaron por un ultrasonido marca



BRANSON 2510 para eliminar todas las impurezas que pudieron quedar presentes en las muestras.

Cada muestra se montó y se pegó con EPOTEK 301 y endurecedor (relación 1:3) sobre una lámina de vidrio previamente limpia e identificada con un lápiz con punta de diamante, se colocó en una plancha marca THERMOLYNE a 60 °C por una hora hasta que la pega endureciera, cuidando que no quedaran burbujas entre la muestra y la lámina de vidrio.

Seguidamente en una cortadora marca ISOMET las muestras son cortadas y rebajadas con agua hasta obtener aproximadamente 30 micrones de espesor. Luego en una desbastadora marca BUEHLER PETRO-THIN se rebajaron las muestras hasta aproximadamente 6 micrones de espesor y finalmente se colocan en un vidrio que contiene un abrasivo Silicon Carbide Power GRIT 600 para rebajar aun mas el espesor de las muestras.

Finalmente las secciones finas fueron analizadas en el laboratorio de petrografía “Dr. Max Furrer” de PDVSA-Intevep en un microscopio óptico marca ZEISS modelo AXIOSKOP como se muestra en la figura 35.



**Figura 35:** Microscopio marca ZEISS.

### 3.4.2.2 Análisis con Microscopía Electrónica de Barrido (MEB)

Para la caracterización de las muestras se utilizó el Microscopio Electrónico de Barrido (MEB) marca Philips XL 30 Series con detector BSE (imagen composicional a través de electrones retrodispersados), ubicado en el Instituto Universitario de Tecnología “Dr. Federico Rivero Palacio” (figura 36). La composición química de las fases microestructurales presentes se realizó mediante análisis semicuantitativo por Espectroscopia de Rayos X por Dispersión de energía (EDX).



**Figura 36:** Microscopio Electrónico de Barrido marca Philips XL 30.

La metodología llevada a cabo para la evaluación de las muestras por Microscopía Electrónica de Barrido fue la siguiente:

- Las muestras fueron cortadas en dos secciones con una cortadora marca BLUEHLER LTD (Disco Leco modelo 811-089) y embutidas con resina en frío (relación resina-endurecedor de 10:3,6), dejándolas 14 horas aproximadas de curado.
- Seguidamente fueron desbastadas con lijas de carburo de silicio, variando su granulometría de acuerdo al siguiente orden: 240  $\mu\text{m}$ , 360  $\mu\text{m}$ , 400  $\mu\text{m}$ , 600  $\mu\text{m}$  y 1000  $\mu\text{m}$  en una maquina para desbaste marca “STRUERS LABOPOL-

21” y se pulieron con paños con abrasivo de alúmina  $\alpha$ , de granulometría variante, en una maquina para pulido marca STRUERS KNUTH- ROTOR.

- Posteriormente a las muestra se les colocó cinta adhesiva de aluminio y metalizadas con una película de oro durante 120 segundos en un equipo marca BALTEC, para posteriormente ser analizadas en el microscopio electrónico de barrido.

### 3.4.2.3 Análisis de Difracción de Rayos X (DRX)

Los análisis se realizaron en un equipo marca Philips modelo X’PERT, equipado con un monocromador de cristal de grafito, utilizando radiaciones de cobre alpha, el cual se encuentra ubicado en PDVSA-Intevep (figura 37).



**Figura 37:** Equipo de Difracción de Rayos X marca Philips.

A continuación se describe el procedimiento experimental llevado a cabo para cada análisis.

- *Análisis de Roca Total:* las muestras fueron disgregadas en un mortero de ágata, en cantidades entre 1 a 2 gramos, la molienda o pulverización se pasaron por un tamiz N° 230 de 63 micrones. El material pulverizado fue

colocado en su respectiva porta-muestra metálica. Posteriormente, la muestra fue colocada en el difractómetro haciéndole incidir un haz de Rayos-X con un ángulo de barrido de 2 a 45° theta, obteniendo así el difractograma que permitió establecer la composición mineralógica general en la que se incluyen tanto los minerales de arcilla como los minerales acompañantes mas frecuentes (cuarzo, feldespato, carbonatos, etc).

- *Análisis de Mineralogía de Arcillas* (fracción < 2 micras): se pesó aproximadamente 20 gramos de la muestra, se trituró en un mortero, se rotuló y luego se colocó en un tubo de centrifuga. Posteriormente se llevó a cabo el siguiente procedimiento químico: se agregó acetona para humedecer la muestra, se agregó peróxido de hidrógeno (H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>) para eliminar la materia orgánica y se añadió citrato de sodio (C<sub>6</sub>H<sub>5</sub>Na<sub>3</sub>O<sub>7</sub>·2H<sub>2</sub>O) y bicarbonato de sodio (NaHCO<sub>3</sub>) para eliminar los carbonatos presentes. Luego se agregaron 3 gramos de ditionito de sodio (Na<sub>2</sub>S<sub>2</sub>O<sub>4</sub>) a los tubos de centrifugas y se colocaron en baño de maría por unos 10 minutos para eliminar los óxidos de hierro, por último se agregó acetona (C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>O) y cloruro de sodio (NaCl) para eliminar los compuestos amorfos. Cabe destacar que después de agregar cada uno de los reactivos, las muestras se decantaron y se centrifugaron a 4000 rpm durante 10 minutos.

Finalmente, la muestra se lavó con agua destilada y se filtró al vacío. El sólido (fracción de arcilla) se colocó en un porta muestra de vidrio, se secó y se colocó en el equipo con un ángulo de barrido de 2° a 45° theta para obtener el difractograma.

Seguidamente, se identificaron los minerales de arcillas los cuales son expansibles como la esméctita y las arcillas interestratificadas. Para ello, se colocó la muestras después de haberse analizado con el procedimiento anterior a una atmósfera saturada en etilenglicol durante 72 horas (la

muestra pasa a ser fracción de arcilla glicolada) y se analizó nuevamente en el difractómetro con un ángulo de 2° a 35° theta.

### **3.5 Técnicas de caracterización de las arenas**

#### **3.5.1 Análisis Termogravimétrico (TGA)**

Para el análisis de las muestras con esta técnica se pesaron aproximadamente 5 mg de las mismas y se calentó en una atmósfera de helio a 5 °C/min, desde 25 °C hasta 200 °C. El análisis térmico fue realizado en un equipo marca TA Instruments modelo SDT Q600, ubicado en el laboratorio de Análisis Térmico y Quimisorción de PDVSA-Intevep.

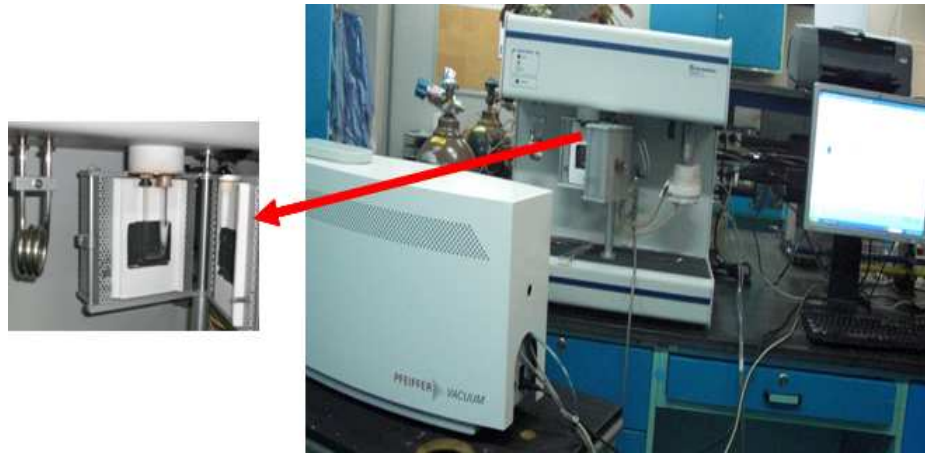
#### **3.5.2. Adsorción de Nitrógeno**

La medida del área superficial de las partículas se realizó en un equipo de adsorción/desorción de nitrógeno, modelo Tristar de Micromeritics ubicado en el Laboratorio de Propiedades Texturales de PDVSA-Intevep, el cual consta de un sistema volumétrico para determinar la cantidad de nitrógeno N<sub>2</sub> adsorbida (mL/g)<sub>stp</sub>.

#### **3.5.3 Adsorción de CO<sub>2</sub> a temperatura programada (TPD)**

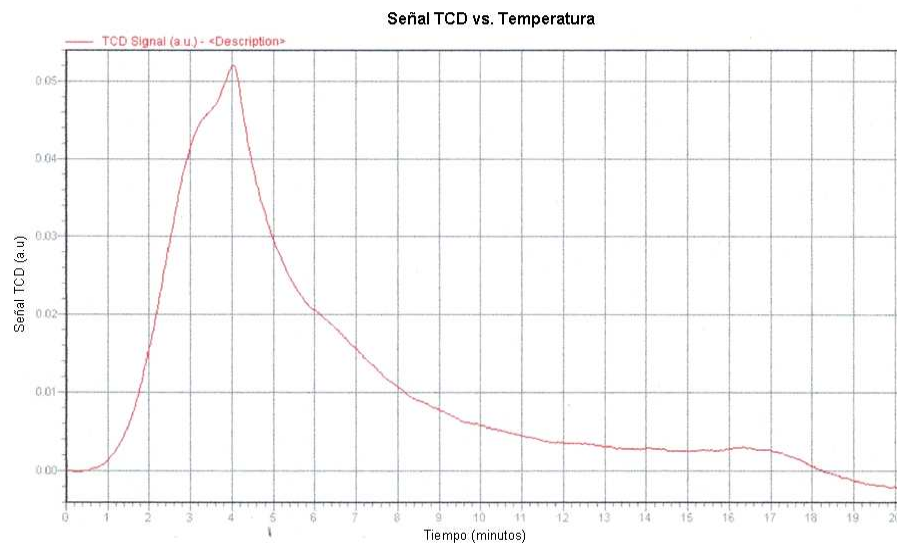
Para la determinación de la cantidad de CO<sub>2</sub> que adsorbe o secuestra la muestra, se llevó a cabo el siguiente procedimiento:

Se pesaron entre 0.4 – 0.6 gramos de las muestras de arena, se colocaron en un porta muestras (reactor) en forma de “U” y se introdujo en un equipo marca Micromeritics Auto Chem II Chemisorption Analyzer acoplada a un masa marca Omnistar<sup>TM</sup> que se muestra en la figura 38.



**Figura 38:** Equipo de adsorción a temperatura programada de CO<sub>2</sub> marca Micromeritics.

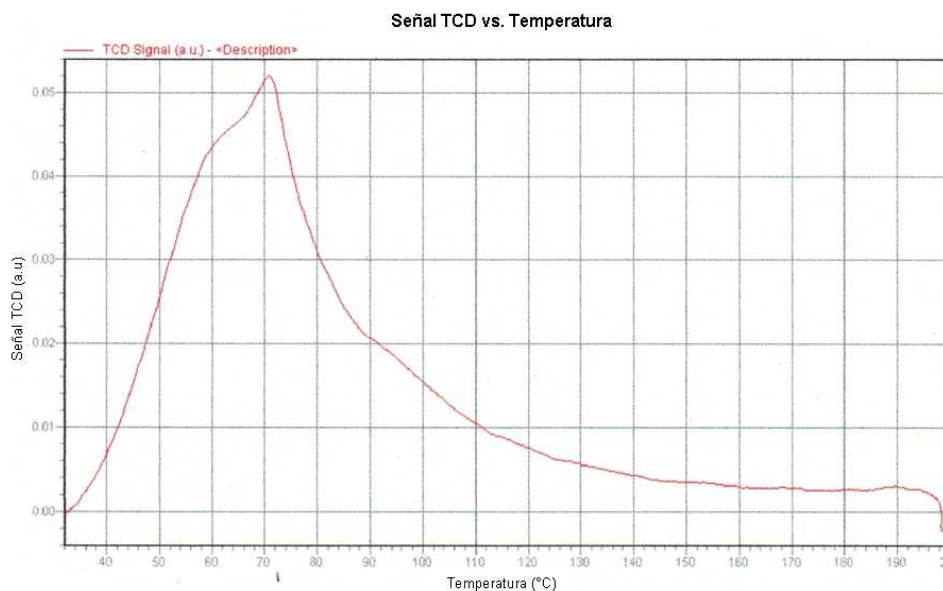
Seguidamente se hace pasar helio (He, gas inerte) a 40 cc/min y se aumenta la temperatura a 10°C/min durante 15 minutos hasta 150°C, con la finalidad de eliminar cualquier agente externo físicamente adsorbido. Su completa eliminación se indica mediante la estabilidad de la línea base como se observa en la figura 39.



**Figura 39:** Ajuste de la línea base para la desgasificación de la muestra.

Luego la muestra se enfría a temperatura ambiente y es saturada con una mezcla de CO<sub>2</sub>/He al 10% con un flujo total de 20 cc/min y se deja un tiempo suficiente (alrededor de 15-20 minutos) para que la muestra se sature completamente con CO<sub>2</sub>. Posteriormente, se para el flujo de CO<sub>2</sub> y solo se permite el paso de helio hacia la muestra con la finalidad de remover todo el CO<sub>2</sub> fisisorbido. Una vez alcanzada la estabilidad de la línea de base del TCD (detector de conductividad térmica), se procede a la desorción de CO<sub>2</sub> mediante la técnica conocida como desorción a temperatura programada.

Seguidamente se aumenta la temperatura con una velocidad de calentamiento de 10 cc/min hasta alcanzar la temperatura final de 200°C, luego el CO<sub>2</sub> que se va desorbiendo a medida que la temperatura va aumentando, es registrada tanto por el TCD como por el espectrómetro de masas, con la finalidad de ser identificada y caracterizada el CO<sub>2</sub> adsorbido. El perfil de desorción de CO<sub>2</sub> que se muestra en la figura 40, representa la señal del TCD en función de la temperatura.



**Figura 40:** Ajuste de la línea base para la saturación de la muestra con CO<sub>2</sub>.

### 3.6 Pruebas de laboratorio

#### 3.6.1 Prueba estática gas-roca

Las pruebas estáticas de contacto gas-roca consistió en colocar una muestra de las arenas en un autoclave (reactor Batch) marca Parr modelo 4561 de 100 mL de capacidad y diseñado para soportar 2000 psia aproximadamente y hasta temperaturas inferiores a 360 °C (figura 41).

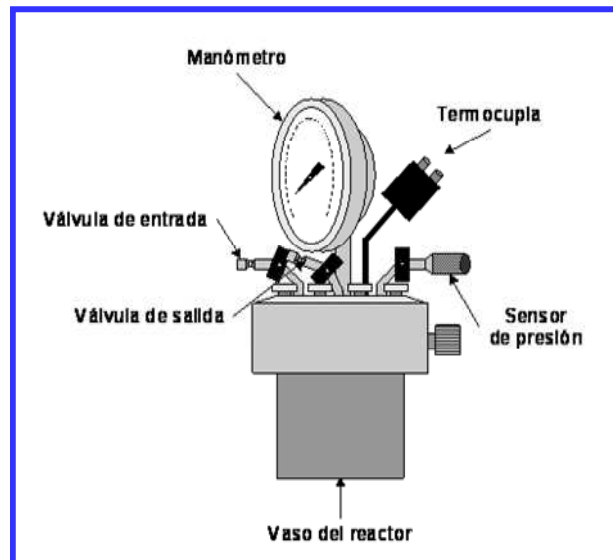


Figura 41. Reactor tipo Batch.

El reactor que se muestra en la figura 41 está compuesto de un vaso con una tapa que tiene una conexión de entrada y salida de gas, un manómetro, un conector de un transmisor de presión que está acoplado a una interfase (Software LabView v7.1 de Nacional Instruments) que registra la presión del sistema en función del tiempo, una termocupla que permite el registro de la temperatura del sistema, el cual igualmente está acoplado a la misma interfase. Adicionalmente, el reactor tiene dos mordazas con tornillos y un anillo de seguridad para ajustar la tapa al vaso del reactor y evitar cualquier tipo de fuga durante el tiempo de ensayo. Las características del autoclave se presenta en la tabla 6, mientras que en la tabla 7 se muestran los rangos de temperatura y presión, así como la apreciación de cada uno de los equipos.



**Tabla 6.** Características del sistema autoclave.

<b>Geometría</b>	Cilíndrica
<b>Capacidad</b>	100 mL y 150 mL
<b>Material del autoclave</b>	Aleación de C
<b>Temperatura máxima</b>	182 °C (360 F)
<b>Presión máxima</b>	20,4 MPa (2.000 psi)

**Tabla 7.** Intervalo de medición y apreciación de los equipos del autoclave.

<i>Equipo</i>	<i>Intervalo de medición</i>	<i>Error de lectura</i>
Transmisor de temperatura	0 – 750 °C	± 0,001 °C
Transmisor de presión	0 – 2000 psig	± 0,001 psi
Manómetro	0 – 300 psig	± 5 psi

Las pruebas consistieron en colocar 3 g de arena disgregada dentro del autoclave e inyectarle CO<sub>2</sub> hasta aproximadamente 700 psi, es decir, por encima de la presión actual de cada yacimiento (ver tabla 8), de tal manera de asegurar que el gas huésped entre y penetre dentro de la muestra. La temperatura se ajustó con un controlador marca PARR modelo 4843, hasta la temperatura registrada actualmente para cada arena (tabla 8).

**Tabla 8:** Condiciones de presión y temperatura para cada muestra.

<b>Muestra</b>	<b>Arena/ Yacimiento</b>	<b>Pozo</b>	<b>Profundidad</b>	<b>Pi (psi)</b>	<b>Ti (F)</b>	<b>Pab (psi)</b>	<b>Tac (F)</b>
A	VEC2	RG-3	5506' 5''	2920	198	580	198
B	VE1M	RG-3	5691' 7''	2230	188	450	177
D	VEC2	RG-6	6254' 9''	2920	198	580	198

*Pi = presión inicial; Pac y Tac = presión y temperatura actual respectivamente y Pab = presión de abandono*

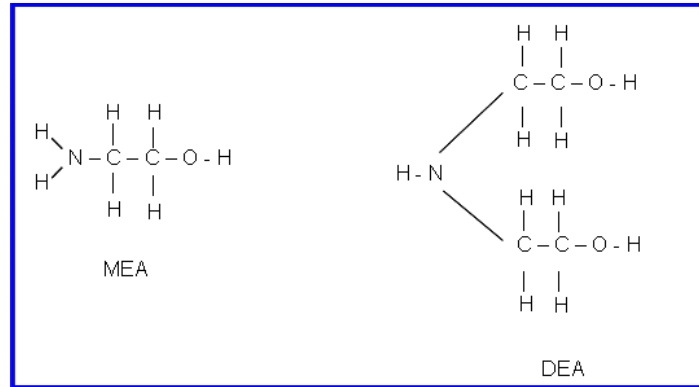
El CO<sub>2</sub> se dejó en contacto con la arena durante aproximadamente 24 horas. Una vez culminado el tiempo de ensayo, se procedió a desmontar el sistema de la siguiente manera: se despresurizó el autoclave, se apagó el controlador de temperatura y se dejó enfriar hasta temperatura ambiente. La data de presión, temperatura y tiempo de ensayo se descargó del sistema de adquisición de datos desarrollado en LabView v7.1 de Nacional Instruments.

Todo este procedimiento se realizó por duplicado para las muestras de arena A, B y D con la finalidad de observar si ocurre fisisorción o quimisorción entre la arena y el CO<sub>2</sub>, evaluando así la relación P<sub>CO2</sub> Vs temperatura y P<sub>CO2</sub> Vs tiempo. Cabe resaltar que estos ensayos también se realizaron empleando las arenas con compuestos aminos (MEA y DEA) comúnmente empleados para la remoción del CO<sub>2</sub> en el gas natural y se realizaron por duplicado para cada ensayo (figura 42).



**Figura 42:** Montaje de las pruebas en el reactor marca Parr.

Las aminas monoetanolamina (MEA) y dietanolamina (DEA), mostradas en la figura 43, se colocaron en el autoclave junto con la arena en una proporción igual a 3 ml de amina (MEA ó DEA) por 3 gr de arena (muestra A, B y D).



**Figura 43:** Formulas estructurales de la MEA y la DEA

La MEA es una base más fuerte que la DEA, tiene un uso difundido especialmente en concentraciones bajas de gas ácido, la mayor ventaja que tiene la MEA es su selectividad hacia el H<sub>2</sub>S en presencia de CO<sub>2</sub>. Por el contrario, la DEA es mucho menos corrosiva que la anterior pero la solución se vuelve muy viscosa en concentraciones altas, se degrada en igual forma que la MEA pero los productos de degradación tienden a hervir a la misma temperatura (Martínez, 2001). Las propiedades físicas y químicas de la MEA y DEA se presentan en las tablas 9 y 10, respectivamente.

**Tabla 9:** Propiedades fisico-químicas del secuestrante MEA

Fórmula química	C <sub>7</sub> H <sub>7</sub> NO
Aspecto	Líquido viscoso
Color	incoloro
Punto de ebullición (°C)	170,0 *
Peso molecular (g/mol)	61,08
Punto de inflamación (°C)	93,3
Solubilidad	Agua
Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	1,016 **

\* a 760 mmHg \*\* a 68,0 F

FUENTE: <http://www.cosmos.com.mx/j/tec/447j.htm?search=monoetanolamina>

**Tabla 10:** Propiedades fisico-químicas del secuestrante DEA.

<b>Fórmula química</b>	<b>(CH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>OH)<sub>2</sub>NH</b>
<b>Aspecto</b>	Líquido viscoso
<b>Color</b>	incoloro
<b>Punto de ebullición (°C)</b>	263,1 *
<b>Peso molecular (g/mol)</b>	105,14
<b>Punto de inflamación (°C)</b>	137,2
<b>Solubilidad</b>	Agua
<b>Densidad (g/cm<sup>3</sup>)</b>	1,095 **

\* a 760 mmHg (descompone), \*\* a 82,40 °F

FUENTE:<http://www.cosmos.com.mx/j/tec/447j.htm?search=monoetanolamina>

### 3.6.2 Prueba dinámica gas-roca

#### 3.6.2.1 Montaje del circuito para inyección de CO<sub>2</sub>

El diagrama del equipo de inyección de CO<sub>2</sub> diseñado y utilizado en este trabajo se presenta en el anexo A, a continuación se describe todos los materiales utilizados y como se opera el mismo.

##### 3.6.2.1.1 Equipos e instrumentos

- Conexiones de acero inoxidable ANSI 316: T, cruz, conectores y tapones
- Válvula de contrapresión, marca TESCO con máxima presión de trabajo 1000 psi
- Sellos de vitón
- Cronómetro digital
- Bomba de confinamiento marca ISCO, modelo 100 DX digital, con tasa de flujo de 0-22,5 ml/min. Presión máxima de trabajo de 10.000 psi y exactitud de ± 1 % a 1 ml/min
- Manga de vitón
- Manta de calentamiento marca GLAS-COL

- Bombonas de N<sub>2</sub> (nitrógeno) y CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) con 99 % de pureza.
- Vernier marca Mitutoyo de 0.01 mm
- Celda triaxial de desplazamiento
- Líneas de acero inoxidable ANSI 316 de 1/8"
- Manómetros analógicos de verificación (0-1000 psi y 0-3000 psi)
- Beaker con capacidad de 250 cm<sup>3</sup>
- Bureta con capacidad de 25 cm<sup>3</sup>
- Medidor de flujo marca OMEGA, modelo FMA-2619 (flujo máximo de 500 cc/min)
- Válvulas de aguja
- Válvulas de apertura o cierre rápido

#### 3.6.2.1.2 Preparación de la muestra

a.- La muestra (tapón) se recubre con teflón, luego se encamisa con un material termo-encogible y se coloca entre el tope fijo y el tope móvil de la celda, de modo que la muestra quede haciendo contacto con ambos topes, dicho material posee características deformables al aplicársele calor y su contacto directo con los puntos de inyección evita la deformación de canales en las paredes del tapón. El calor se aplica hasta observar adherencia del mismo a las paredes del tapón recubierto previamente con teflón para evitar las posibles canalizaciones (figura 44).



**Figura 44:** Deformación térmica núcleo concluido.

- b.- Posteriormente se procede a recubrir el tapón ya encamisado con una manga de vitón para protegerlo de posibles deformaciones que pueden ocurrir producto de presiones de confinamiento a las cuales es expuesto, se colocan amarres de alambre en cada extremo y en la mitad de la manga para asegurar que esta no se expanda por inyección del gas (figura 45).



**Figura 45:** Manga protectora del núcleo

#### 3.6.2.1.3 Acondicionamiento del sistema

- a.- Verificar que los sellos de los diferentes componentes del montaje experimental se encuentren en buenas condiciones y libres de fugas.
- b.- Verificar las válvulas de apertura o cierre rápido.
- c.- Chequear que el certificado de calibración de los manómetros de verificación a utilizar estén vigentes (no mayor a 1 año) y que la calibración haya sido debidamente realizada.
- d.- Colocar manómetros de precisión adecuados a la prueba, basado en la caída de presión estimada para la muestra en estudio.
- e.- Ajustar la válvula de contra-presión a la presión de referencia para asegurar que al haber un incremento de la presión en el sistema esta sea liberada.

#### 3.6.2.1.4 Acondicionamiento de la bomba de confinamiento

- a.- Colocar el beaker con agua destilada a la salida del sistema de la bomba de confinamiento la manguera flexible, con el propósito de alimentar la bomba.
- b.- Presionar en la bomba flujo constante, introducir el valor de flujo y accionar hasta llenar a un 60% de su capacidad.

#### 3.6.2.1.5 Instalación de la muestra en la celda de desplazamiento

- a.- Colocar el tapón recubierto dentro de la celda triaxial, luego llenar con agua hasta aproximadamente 1 cm antes del borde de la celda y enroscar la tapa superior de la misma (anexo B).
- b.- Presurizar la celda triaxial para probar el posible contacto entre el agua de presurización para confinamiento y el tapón recubierto. Si no hay contacto proceder a saturar el tapón como se indica en 3.6.2.1.6.

#### 3.6.2.1.6 Saturación del tapón con agua destilada

- a.- Colocar la línea del sistema de la bomba de confinamiento (válvula V-07) en la línea de entrada de alimentación de gas de la celda triaxial V-01 para introducir el agua de saturación (agua destilada).
- b.- Introducir el volumen de agua calculado con los datos de peso, volumen poroso, longitud y diámetro del tapón para un 20% de saturación de la muestra.

#### 3.6.2.1.7 Instalación de la celda en el circuito de inyección de CO<sub>2</sub>

- a.- Instalar en el circuito de inyección de dióxido de carbono la celda triaxial, recubrirla con una manta de calentamiento y ubicar la termocupla TI-03 entre la celda y la manta, para luego colocar el aislante térmico.



- b.- Colocar la línea de la válvula V-07 unida a la línea de la válvula V-06 y aplicar la presión de confinamiento con la bomba P-01 la cual será 500 psi superior a la presión de inyección (700 psi), esto con el propósito de evitar posibles caminos preferenciales del gas en el proceso de inyección. La celda se deja confinada durante toda la prueba a la presión de 1300 psi.
- c.- Conectar la manta al controlador y fijar la temperatura a 90 °C, dejar la celda triaxial bajo calentamiento durante 24 horas de tal manera de asegurarse que se haya alcanzado el equilibrio térmico en todo el sistema.

3.6.2.1.8 Desplazamiento de CO<sub>2</sub> en el circuito de inyección.

Las pruebas de desplazamiento realizadas en medios porosos fueron llevadas a cabo utilizando una tasa de inyección constante a lo largo de la prueba entre 6-7 cc/min, tratando de reproducir un barrido uniforme y evitar efectos de canalización y sobre todo que el gas este el mayor tiempo en contacto con la muestra.

Se hizo pasar un flujo de CO<sub>2</sub> durante 3 días y este valor fue verificado con el medidor de flujo FI-02 que se encuentra en la salida de gas del circuito. Las condiciones utilizadas en todas las pruebas fueron las mismas y se presentan en la tabla 11.

**Tabla 11:** Condiciones de las pruebas

<i>Fluido empleado</i>	<i>Temperatura de la celda (°C)</i>	<i>Presión de inyección (psi)</i>	<i>Presión de confinamiento (psi)</i>	<i>Tasa de inyección (cc/min)</i>
<b>Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	90	700	1300	6-7

3.6.2.1.9 Desmontaje del sistema de inyección.

- a.- Cerrar la bombona BOM-01 cerrar la válvula PCV-01 de alimentación del CO<sub>2</sub>.
- b.- Desconectar el medidor de flujo y desenchufarlo.
- c.- Abrir la válvula V-05 para despresurizar el sistema mediante la válvula de contrapresión (PCV-03) y cerrar la válvula V-03 para despresurizar el sistema por la línea de referencia.
- d.- Abrir la válvula de aguja VR-01, la válvula V-02 y la válvula micrométrica a flujo muy bajo para terminar de despresurizar el sistema.
- e.- Despresurizar la celda triaxial con la bomba de confinamiento y desconectar la manta de calentamiento.
- f.- Quitar la manta de calentamiento, el aislante de calor y esperar que se enfríe para desmontar la celda.
- g.- Sacar el tapón de la celda y posteriormente analizarlo.

La data de temperatura y flujo de CO<sub>2</sub> se registró con el Software LabView v7.1 de Nacional Instruments, el cual está acoplado a una interfase que registra el flujo del sistema en función del tiempo y una termocupla que permite el registro de la temperatura del sistema a la entrada y a la salida de la celda, ambos acoplados a la misma interfase.

## CAPÍTULO IV

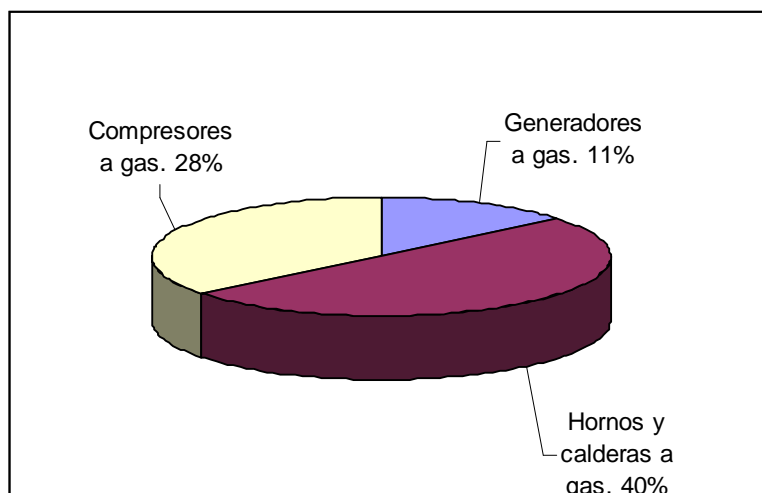
### RESULTADOS Y DISCUSIONES

#### 4.1 Identificación de las fuentes de emisión de CO<sub>2</sub> en la industria petrolera.

Se identificaron las diferentes fuentes de emisión de CO<sub>2</sub> en Venezuela específicamente las aportadas por la industria petrolera y su cercanía a posibles sitios candidatos de almacenamiento subterráneo.

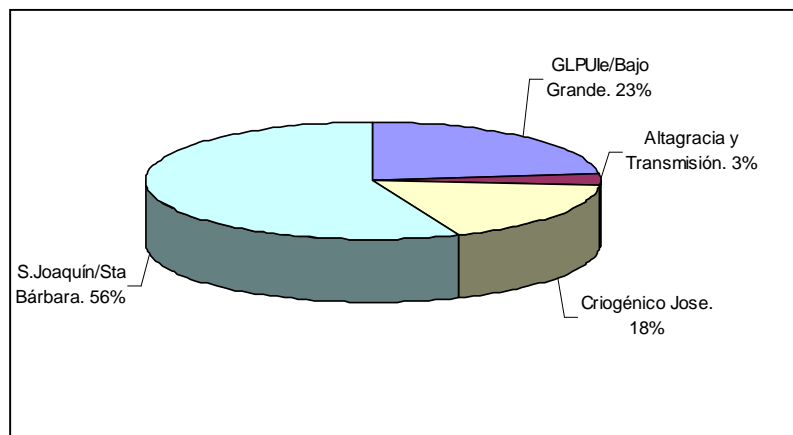
De acuerdo con el inventario de emisiones de los gases invernadero para las instalaciones de PDVSA Gas, para 1999 la emisión de CO<sub>2</sub> era de 2499 Gg/año lo cual corresponde a un 99 % del total de gases emitido por este sector.

Como se mencionó anteriormente, el principal gas emitido por PDVSA Gas corresponde al CO<sub>2</sub>, cuya principal fuente de emisión ocurre en los procesos de combustión en los hornos y calderas a gas, compresores a gas y generadores (figura 46).



**Figura 46:** Emisiones de CO<sub>2</sub> por tipo de fuente.

Por otra parte, la contribución de CO<sub>2</sub> por instalaciones para PDVSA – Gas se muestra en la figura 47.



**Figura 47:** Emisiones de CO<sub>2</sub> por instalaciones para PDVSA Gas, 1999

En la figura anterior se observa que el área de San Joaquín – Santa Bárbara es quien contribuye con las mayores emisiones de CO<sub>2</sub> en el negocio del gas, con valores de hasta 1.099 Gg/año provenientes de los compresores de gas, lo que equivale a un 85 % del total de las emisiones de CO<sub>2</sub> para esa región.

Cabe destacar que los campos del Distrito Anaco iniciaron su desarrollo en gas en noviembre de 1999 con una producción de 790 MMPCD. Entre el 2003 y 2005 se hicieron trabajos de adecuación de infraestructura incrementándose la producción a 1400 MMPCD. Para el 2006 se culminó un proyecto de reactivación de compresión (RECAT) que permitió alcanzar el nivel actual de 1700 MMPCD de producción (PDVSA Gas, 2007).

Actualmente las zonas productoras de gas no asociado y asociado poseen contenidos de CO<sub>2</sub> entre 0.09 - 7.80 % molar de CO<sub>2</sub> en Anaco, 6.16 - 6.40 % molar de CO<sub>2</sub> en Monagas, 2.00 - 7.51 % molar de CO<sub>2</sub> en occidente y aproximadamente 0.75 % molar de CO<sub>2</sub> en costa afuera (PDVSA Gas). En la figura 48 se muestran las diferentes zonas de producción de CO<sub>2</sub> en el sector gasífero de Venezuela.



Figura 48: Potencial de generación de CO<sub>2</sub> en las diferentes zonas de producción.

Por otra parte, como se mencionó en el capítulo III, el Ente Nacional de Gas (ENAGAS) establece a partir del 2009 una disminución gradual en la concentración de los compuestos CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y H<sub>2</sub>O presentes en el gas a mercado interno. Se espera que la disminución gradual para el CO<sub>2</sub> desde el límite anterior de 8 % sea el siguiente: 6,5 % mol de CO<sub>2</sub> para el 2009-2010, 4 % mol de CO<sub>2</sub> para el 2011-2012 y 2 % mol de CO<sub>2</sub> a partir del 2013.

Consecuentemente, se estima que se genere 177 MMPCD de CO<sub>2</sub> en la región de San Joaquín para el 2013 (Balance de Gas de PDVSA Gas, 2008). Lo que quiere decir que en Anaco siendo un área donde existe una gran cantidad de campos petroleros que tiene mas de 50 años que han sido explotados, la mayoría de ellos ya agotados o cerca de la presión de abandono, sean candidatos para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. Por todo lo antes mencionado, se plantea almacenar el CO<sub>2</sub> en estos yacimientos, ya que las instalaciones y la fuente de emisión estarían en la zona, siendo posible así capturarlo, transportarlo y almacenarlos en los mismos.

#### 4.2 Estudio geológico

La columna estratigráfica del Campo Santa Rosa se extiende desde el Cretácico hasta el Pleistoceno (figura 49). El Cretácico está representado por las Formaciones San Antonio, San Juan y Vidoño, mientras que el Terciario comprende las formaciones Merecure, Oficina, Las Piedras y Freites. Por último, el Cuaternario comprende la formación Mesa, que es la unidad estratigráfica más joven de la columna.

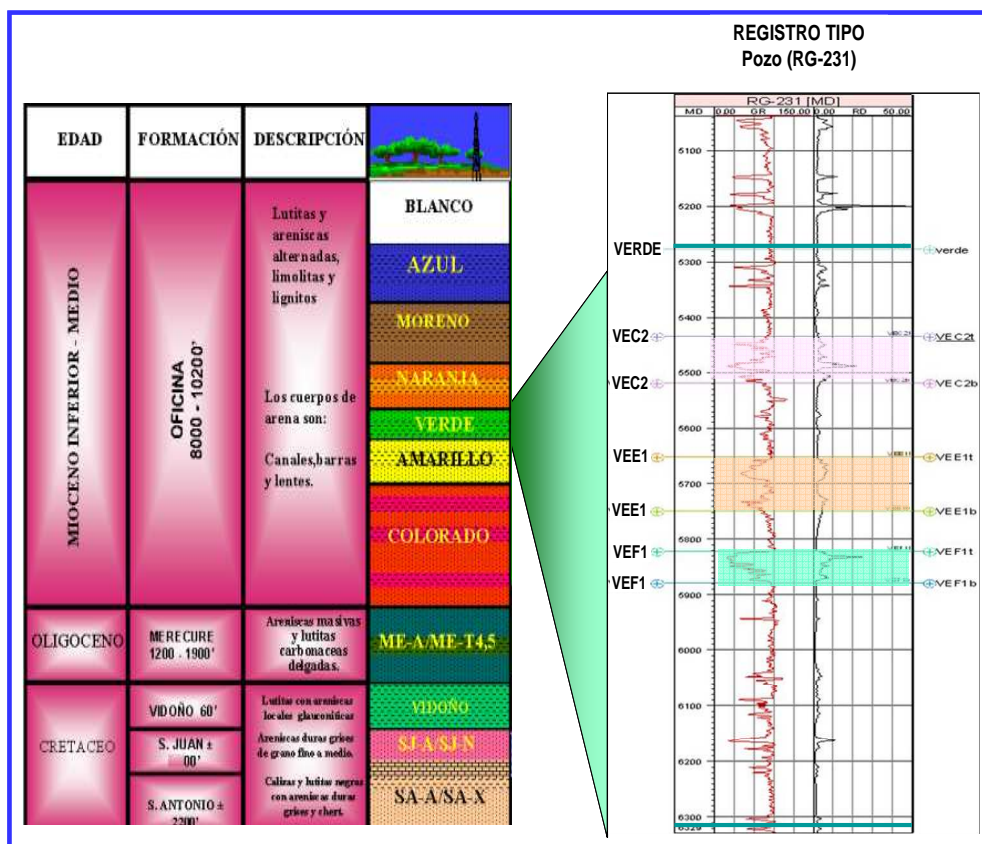
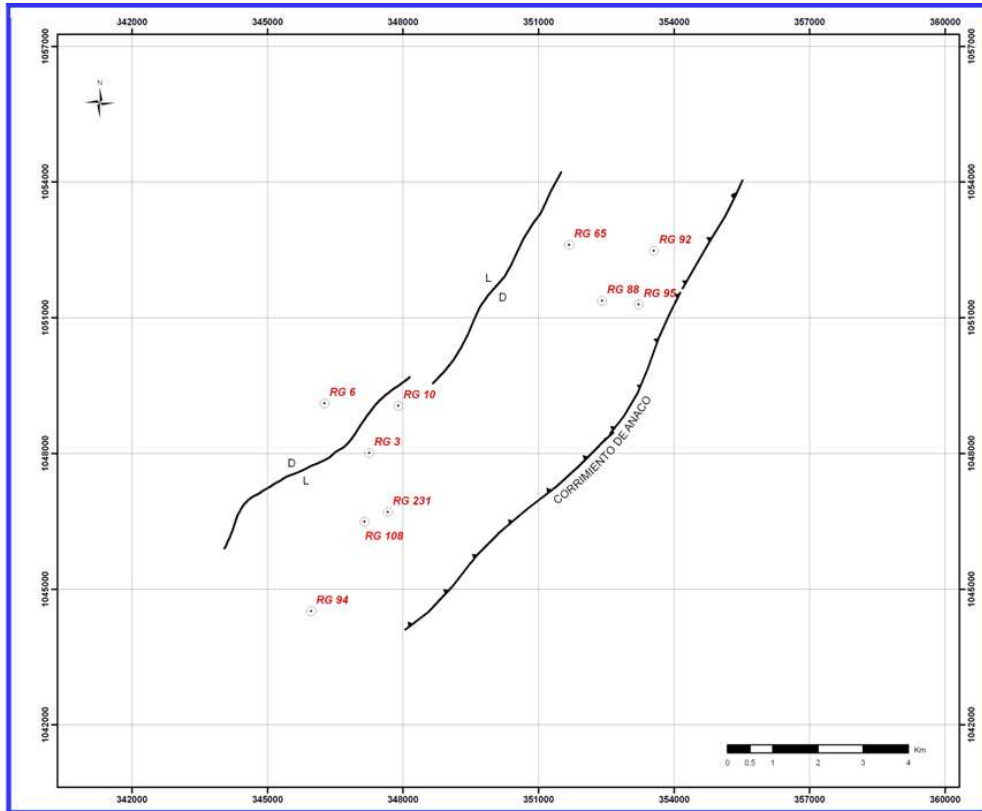


Figura 49: Columna estratigráfica con el registro tipo del área.

FUENTE: PDVSA-Gas, 2006.

A continuación se presenta el estudio geológico llevado a cabo en este trabajo que consistió en la evaluación del modelo estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico. Es importante destacar que este estudio se desarrolló específicamente con diez pozos; los cuales son: RG-3, RG-6, RG-10, RG-65, RG-

88, RG-92, RG-94, RG-95, RG-108 y RG-231 como se muestra en el mapa base correspondiente a la figura 50.



**Figura 50:** Mapa base con los pozos de estudio.

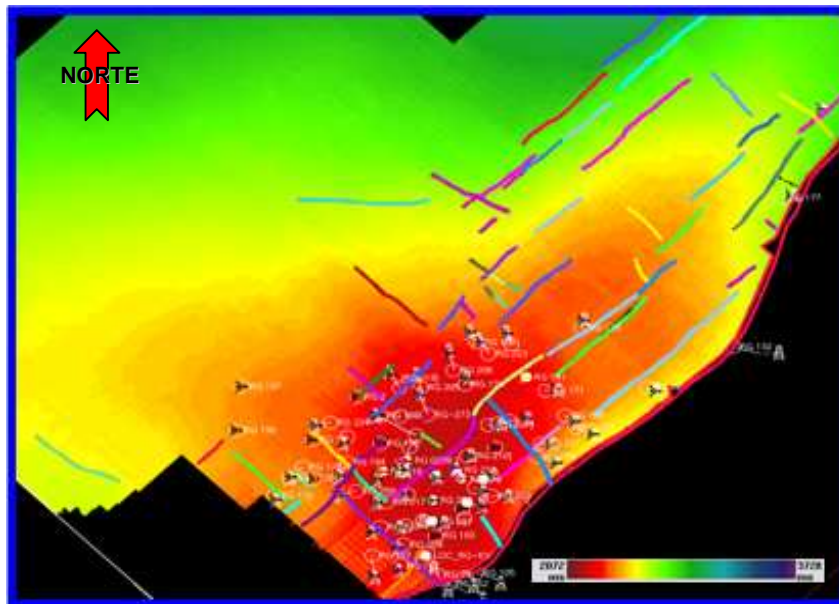
## **4.2.1 Modelo estructural**

### 4.2.1.1 Descripción del modelo estructural

El cubo sísmico 3D del Campo Santa Rosa interpretado por PDVSA Intevep en el 2001, sirvió de soporte para determinar el modelo estructural del Campo Santa Rosa. PDVSA Intevep, convirtió a tiempo los marcadores geológicos interpretados en los pozos del área, usando las tablas de tiros de verificación (check shot) del pozo RG-231 y desplegado en las secciones sísmicas permitiendo la selección de los horizontes sísmicos a interpretar.

En 1999 PDVSA Intevep realizó la interpretación estructural en tiempo de los cortes de fallas y horizontes cada 5 *inlines* y cada 5 *crosslines*, obteniendo un total de 637 líneas de buzamiento (*inlines*) y 737 líneas de rumbo (*crosslines*), con un muestreo de 4 m/seg., lo cual dio una distancia entre línea interpretada de 100 m. Estos mapas en tiempo provenientes de la interpretación fueron luego interpolados, convertidos a profundidad y calibrados con los marcadores geológicos bajo el ambiente integrado CHARISMA, de la plataforma GEOFRAME 3.7, para generar los mapas estructurales en profundidad.

En los mapas estructurales del área se puede observar que el domo de Santa Rosa tiene un rumbo promedio de N45°E, este es un domo asimétrico con dos ejes de deformación bien definidos, lo cual implica dos períodos tectónicos completamente diferenciados, debido al movimiento tectónico compresivo regional causado por el choque de la Placa Caribe con la Placa Suramericana (figura 51).

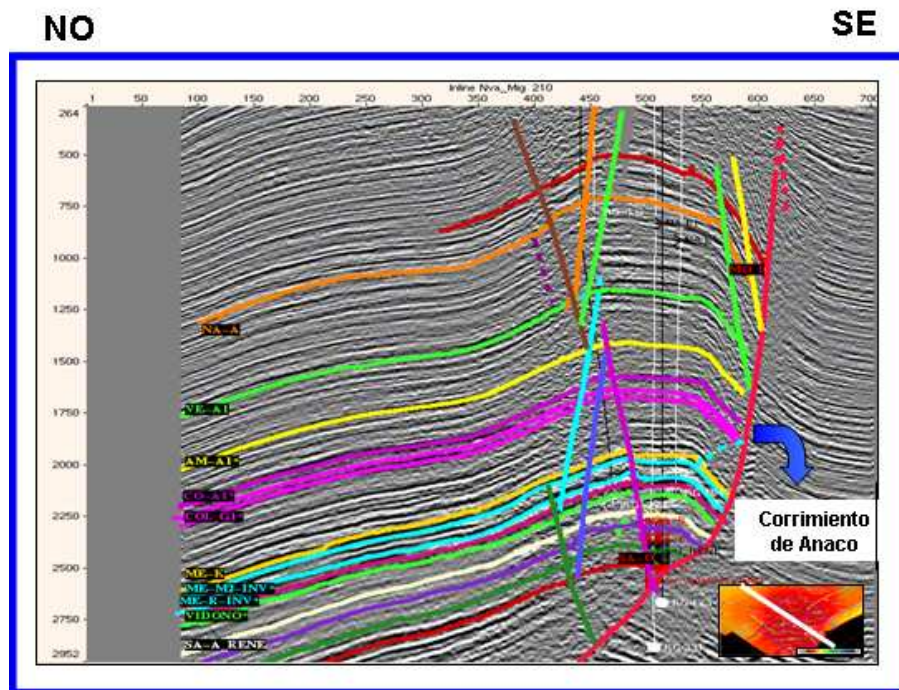


**Figura 51:** Ejes de deformación tectónica  
FUENTE: PDVSA Intevep, 2001.



En los datos sísmicos de la figura 52 se observan los cortes de fallas, así como los horizontes sísmicos interpretados en este trabajo. Los horizontes se encuentran definidos de la siguiente manera:

Horizonte Verde	Tope de VERDE A1
Horizonte Naranja	Tope de NARANJA A
Horizonte Verde oscuro	Tope de VERDE H3
Horizonte Azul	Tope de VERDE B2



**Figura 52:** Sección sísmica interpretada  
FUENTE: PDVSA Gas, 2006

Por lo tanto, se puede decir que los campos de Anaco están conformados por un mega anticlinal y divididos por sillas estructurales, las cuales son estructuras de fallas transversales extensionales perpendicular al corrimiento de Anaco formadas por fallas normales de crecimiento. En el anexo C se explica detalladamente este modelo estructural.

#### 4.2.1.2 Mapas estructurales

El Área Mayor de Oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el noreste, cortados por alineamientos de fallas normales con rumbo entre este-oeste franco, algunas de las cuales buzcan y presentan desplazamientos hacia el norte y otras hacia el sur, como se observa en el anexo D.

El plegamiento es muy suave y suele consistir en arqueamientos semi-anticlinales más o menos alargados contra los planos de fallas, declives confinados entre planos de fallas divergentes y homoclinales oblicuos a una falla longitudinal, cortados y desplazados por fallas transversales. Se puede inferir que los levantamientos dómicos fueron iniciados igualmente durante el período de falla normal, se considera que tales domos son simples pliegues de arrastre ocasionados por el movimiento hacia el sur de las masas que constituyen el flanco norte. En pocas palabras, se puede decir que el modelo estructural de esta formación consiste de homoclinales suaves cortados por fallas normales longitudinales con buzamientos a veces hacia la cuenca y a veces hacia el cratón, complementadas por sistemas de fallas transversales de dirección preferente oeste-este, con inclinación al norte y al sur, aunque numéricamente predominan los buzamientos al sur.

El corrimiento de Anaco atraviesa la parte central de la cuenca con rumbo N40°E, se emplaza en el domo de Santa Rosa con buzamientos de 25-27° en el flanco sur en contraste con solo 2-5° en el flanco norte. Funkhouser *et al* (1948) y Murany (1972) sugirieron que el buzamiento del plano de falla decrece a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de los buzamientos en Santa Rosa hasta 700' (213.4 m).

#### 4.2.1.3 Mapas isópacos

La Formación Oficina es un producto típico del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde se desarrollaron extensas zonas pantanosas en alternancia con incursiones marinas de esas profundidades y ambientes marinos-salobres, con canales deltaicos dirigidos principalmente de sur a norte. Este flanco se profundiza hacia el norte, donde se encuentra el Área Mayor de Anaco y de ahí derivan las diferencias sedimentarias dentro de la misma Formación Oficina y Anaco.

Los espesores de la Formación Oficina son de alrededor 1700' (518 m), sin embargo, una de las variaciones más importantes es el aumento de espesor de sur a norte, como se muestran en los mapas isópacos para las arenas VEC2, VEE1 y VEF1 (anexo E). Así, en el Área Central de Oficina el espesor promedio de esta formación es de 3000' (914 m). El aumento de espesor de la formación se debe al aumento de los espesores lutíticos, por lo cual los cuerpos de arenas se encuentran mejor individualizados, por consiguiente, las relaciones arena/lutita disminuyen desde valores de 1.0 a 0.5 en el Área de Oficina Central hasta mínimos de 0.2 en San Joaquín.

Funkhouse *et al* (1948) señalan un engrosamiento notable de la Formación Oficina en sentido noreste, siguiendo el corrimiento de Anaco. Las cifras de este engrosamiento van desde 8250' (2514 m) en el Toco, donde se conoce el contacto Oficina- Freites, hasta aproximadamente 11600' (3536 m) en Santa Rosa, donde la erosión de la parte superior de Oficina se calcula en 3100' (944 m). Dicho engrosamiento se explica por la posición del eje de la cuenca, su inclinación hacia el este y la oblicuidad del corrimiento de Anaco con relación a dicho eje.

El área de Oficina tiene casi 100 arenas diferentes con espesores variables entre 0.6 y 55 m. Algunas de ellas se extienden como verdaderos mantos por muchos kilómetros cuadrados, otras son arenas de canal, situadas preferentemente en la parte media de la formación y se extienden por distancias considerables según el

rumbo aproximadamente norte de los canales, pero lateralmente no sobrepasan pocos centenares de metros.

A partir de los mapas isópacos presentados en el anexo E, se calcularon las áreas ocupadas por estos cuerpos de arena así como el volumen disponible para un potencial almacenamiento de CO<sub>2</sub>, basado en condiciones de presión y temperatura actuales de los yacimientos. Las arenas estudiadas en este trabajo se presentan en la tabla 12, los datos y cálculos detallados se encuentran en el anexo F.

**Tabla 12:** Volumen efectivo de arena para almacenar CO<sub>2</sub>.

Arena	Área de la arena (x 10 <sup>6</sup> pie <sup>2</sup> )	Espesor promedio (pies)	Volumen del espacio poroso (x 10 <sup>6</sup> pie <sup>3</sup> )	Masa de CO <sub>2</sub> que puede ser almacenada (MM Ton)	Años de inyección
VEC2	392,53	13	1148,15	3578,73	1,02
VEE1	421,97	23	1184,05	3804,99	1,09
VEF1	945,23	17	2876,33	8982,17	2,58

Los resultados de la tabla anterior representan el tiempo que se necesita para llenar completamente cada arena con CO<sub>2</sub> con una emisión diaria de 177 MMPCS.

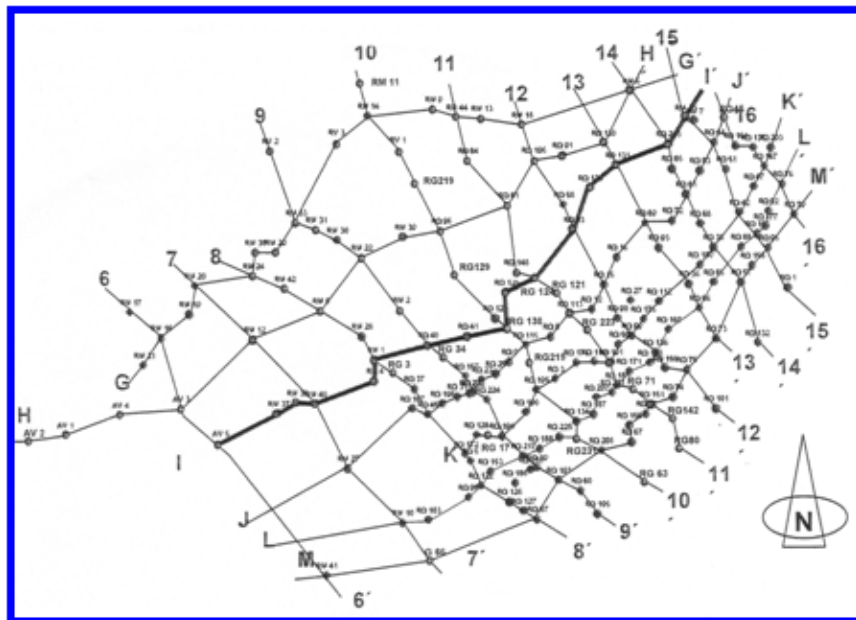
#### **4.2.2 Modelo estratigráfico**

En términos generales, la Formación Oficina consiste de lutitas y arenas alternadas. Pese a la lenticularidad de las arenas individuales, los grupos de las arenas persisten y son correlacionables sobre grandes distancias en base a los registros eléctricos (anexo G). Hedberg *et al.* 1947, describen la Formación Oficina predominantemente como alternancias de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, interlaminadas e interestratificadas con areniscas de colores claros y granos de fino a grueso. Componentes menores pero importantes de la unidad son capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillas verdes y gris claro con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glaucóníticas y calizas delgadas con

estructuras de cono en cono. La presencia de carbón en el área puede llegar a ser común, encontrándose algunos pozos con capas de lignito de entre 40 y 50 cm de espesor. Se calcula que las arenas representan el 30 % de la formación y están distribuidas en todo el espesor de la misma como capas individuales y separadas entre sí por intervalos de lutitas y limolitas.

El contacto de la Formación Oficina con la Formación Merecure se considera concordante pese al cambio litológico en sentido ascendente. El contacto superior de la Formación Freitas es generalmente concordante a pesar de la profundización de ambientes.

En el 2006, PDVSA Gas realizó la definición del modelo estratigráfico del Miembro Verde de la Formación Oficina utilizando un mallado de 18 secciones, de las cuales siete son paralelas al Corrimiento de Anaco, es decir, dirección noreste-suroeste, mientras que el resto son perpendiculares a dicha estructura (figura 53).

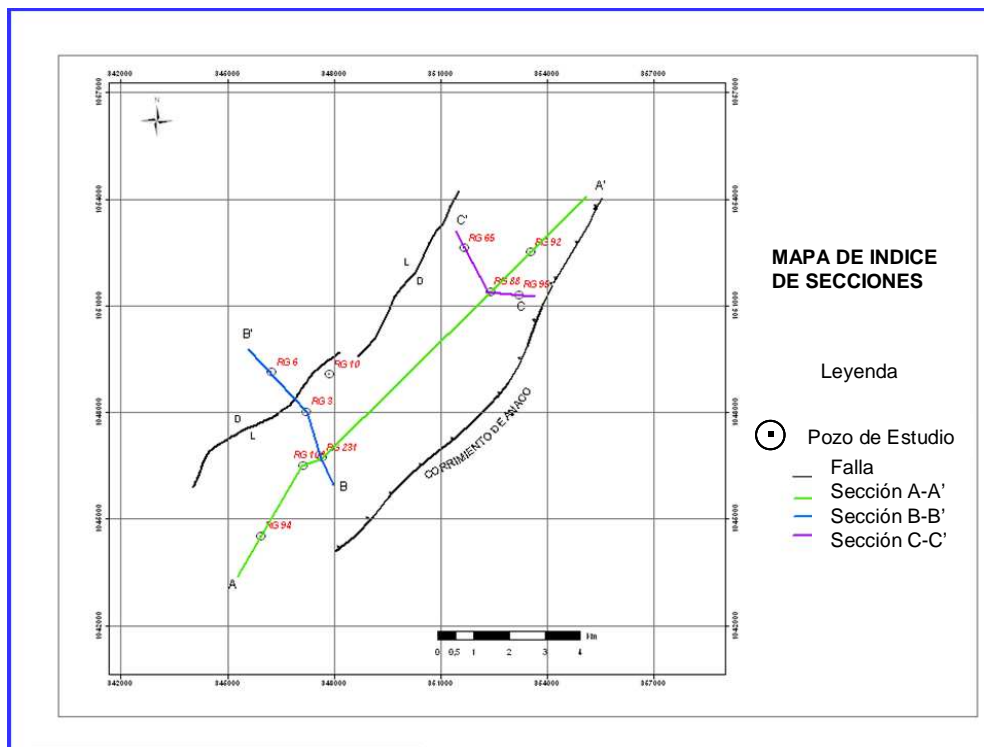


**Figura 53:** Mallado de secciones estratigráficas.

FUENTE: PDVSA Gas, 2006.

La correlación del Miembro Verde permitió identificar nueve superficies de inundación (PDVSA Gas, 2006). De acuerdo con el estudio bioestratigráfico y sedimentológico del núcleo del pozo RG-231, se definió como una superficie de máxima inundación (MFS, por sus siglas en inglés) a la profundidad de 5540 pies. Estos ciclos sedimentarios que incluye el intervalo de interés permitieron conocer tanto la extensión lateral como la relación sedimentológica entre ellos, tales como conexión, separación, apilamientos y delimitación estratigráfica de dichos cuerpos.

En la figura 54, se muestra el mapa de índice de secciones estratigráficas elaboradas en este trabajo que incluye los diez pozos estudiados, en el anexo G se muestran las secciones estratigráficas.



**Figura 54:** Mapa de índice de secciones de los pozos estudiados

La sección estratigráfica A-A' se realizó en dirección suroeste-noreste y está comprendida por los pozos RG-94, RG-108, RG-231, RG-65 y RG-92, con dirección paralela a la línea de costa y paralela al Corrimiento de Anaco. En la

correlación se muestra grandes espesores en esta sección a lo largo de todo el intervalo, en el pozo RG-108 se observan los mejores espesores y escogimientos; mientras que el pozo RG-231 cuenta con muchas intercalaciones de lutitas, sobre todo en la base de la sección. Los pozos RG-88 y RG-92 no penetran la sección analizada.

La sección estratigráfica B-B' tiene dirección sureste - noroeste, comprendiendo los pozos RG-231, RG-3 y RG-6; aproximadamente perpendicular a la dirección de sedimentación y al Corrimiento de Anaco. Los pozos RG-3 y RG-6 poseen los mejores espesores y tienen el mejor escogimiento de la sección, aquí se logra observar una leve disminución del espesor de los intervalos hacia el SE, con muy buena continuidad lateral.

La sección estratigráfica C-C' posee una dirección sureste – noroeste, constituida por los pozos RG-95, RG-88 y RG-65, perpendicular al Corrimiento de Anaco. El pozo RG-95 presenta los mejores espesores y escogimientos.

#### 4.2.2.1 Descripción de las secciones estratigráficas (PDVSA Gas, 2006)

- Sección estratigráfica A – A'

Para la sección estratigráfica A-A' de dirección suroeste-noreste, se pueden apreciar facies del canal distributivo (figura 55), donde se observa el depocentro del relleno del canal en los pozos RG-94 y RG-227 (zona sombreada). El cambio de facies se observa hacia los límites de la sección con depósitos de lomas playeras (RG-68 y RG-203), que se origina debido a la distribución lateral por la acción de las olas.

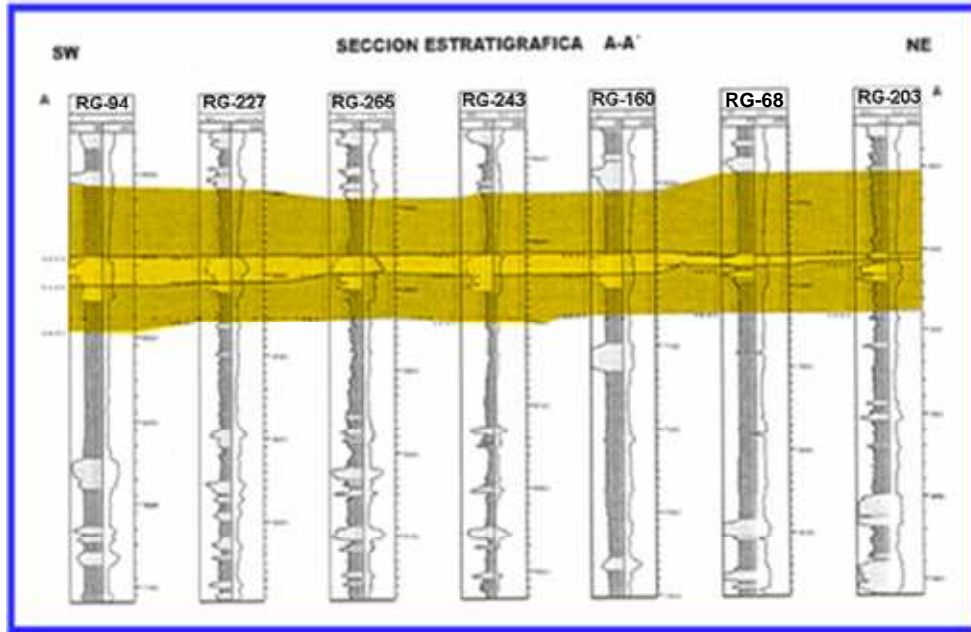


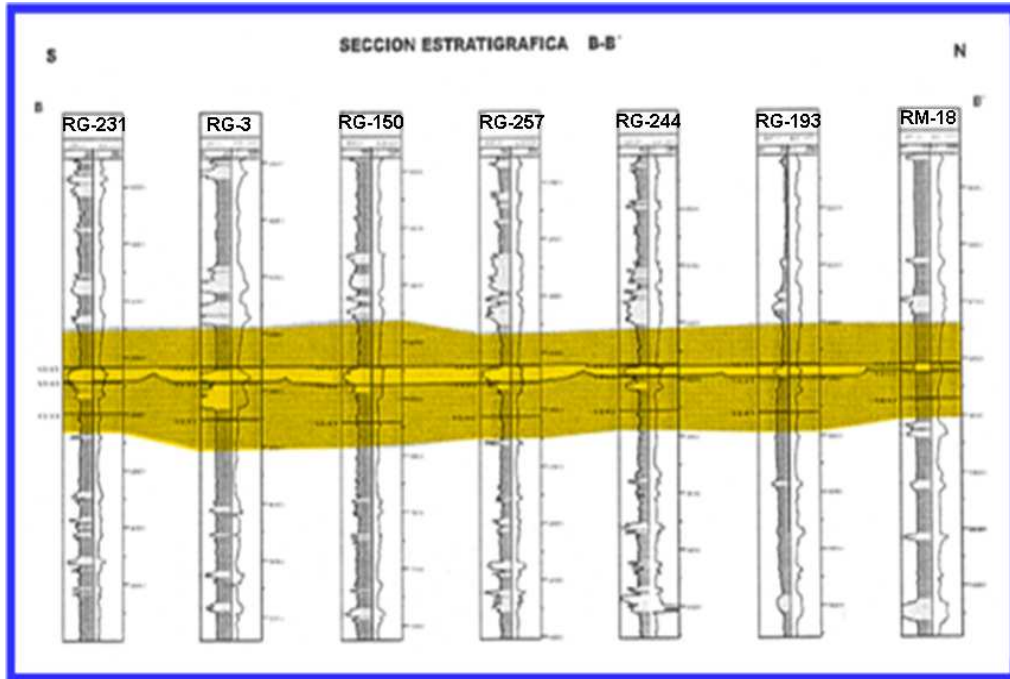
Figura 55: Sección estratigráfica A-A', al tope de VEF1.

FUENTE: PDVSA Gas, 2006.

- Sección estratigráfica B – B'

En la sección B-B' se observa para el pozo RG-231 facies de relleno de canal distributivo. De igual manera se bifurca otro canal distributivo (pozo RG-3) en dirección norte, hasta llegar a los depósitos de lomas playeras con poco espesor, de 5' del frente deltaico (figura 56).



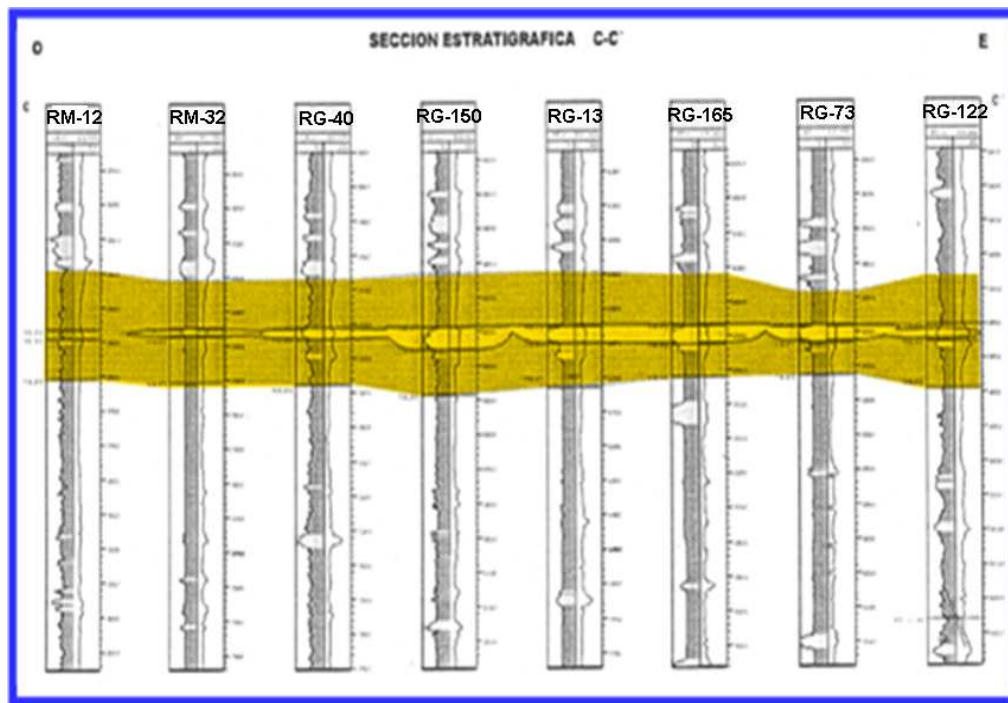


**Figura 56:** Sección estratigráfica B-B', al tope de VEF1.

FUENTE: PDVSA Gas, 2006.

- Sección estratigráfica C – C'

Hacia el oeste de la sección estratigráfica C-C' (figura 57) se manifiestan las facies lutitas (pozo RM-12), seguidamente de lomas playeras. Más hacia el este se encuentran los rellenos de canales distributarios con espesor de 25' (pozo RG-150), hasta llegar a los límites de la sección sentido este franco con facies de lomas playeras, para así determinar la geometría de los cuerpos deposicionales.



**Figura 57:** Sección estratigráfica C-C', al tope de VEF1.

FUENTE: PDVSA Gas, 2006.

#### **4.2.3 Modelo sedimentológico**

Las formaciones Oficina y Merecure fueron sedimentadas en ambientes progresivamente transgresivos sobre el flanco sur de la cuenca, que presenta muy bajo relieve de forma que las aguas llanas se extendían considerablemente de norte a sur, lentamente subsidente con suaves oscilaciones que favorecieron el avance y retroceso de las aguas y aun cambios de salinidad en un punto dado. La sedimentación de la parte meridional sugiere ambientes de llanura deltaica con extensas zonas pantanosas, abundante vegetación, intercalaciones de aguas salobres, sistemas de caños de dirección generalizada al norte y ocasionales incursiones marinas. En la parte septentrional, fenómenos tales como la desaparición de arenas hacia el norte, pueden prestarse a interpretaciones paleogeográficas ligeramente diferentes.

Las condiciones imperantes durante la sedimentación de Merecure se prolongan durante la parte basal de Oficina, probablemente depositada en aguas de baja

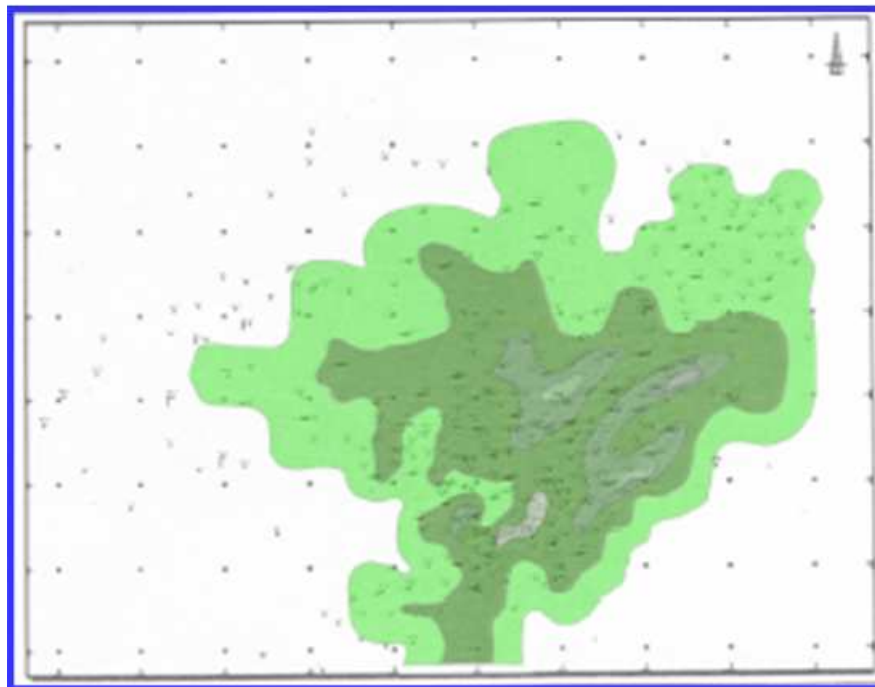
salinidad. En su parte media predominan intercalaciones de ambientes marinos poco profundos a salobres y hacia el tope, de ambientes salobres a continentales. De modo general, la subsidencia de la cuenca fue compensada por la sedimentación, y a pesar de las intercalaciones de ambientes marinos y salobres en la parte media de la columna, las condiciones de sedimentación no fueron mayormente afectadas.

Los ambientes sedimentarios de la Formación Oficina fueron descritos detalladamente por Hedberg *et al.* (1947) de la siguiente manera: la sedimentación de la Formación Oficina continuó durante el Oligoceno-Mioceno con alternancias repetidas de ambientes marinos de aguas someras, marino salobre y pantanos productores de carbón. El ambiente de sedimentación de la Formación Oficina es el de un área subsidente de muy bajo relieve, a través de la cual los mares avanzaron y se retiraron alternativamente. Ligeros cambios en el nivel del mar provocaron transgresiones y regresiones pero la línea de playa se mantuvo, de manera general, al sur y al norte. La zona de aguas abiertas adyacentes a la tierra, fue siempre somera y de salinidad variable dependiente del aporte de agua dulce de los ríos tributarios.

Asimismo, Hedberg *et al.* (1947) indican que la sedimentación se hace más gruesa y más marina de oeste a este y de sur a norte, dicen que de modo general la sedimentación y el carácter marino se hacen más marcados hacia el noreste.

La edad de la Formación Oficina se considera hasta la fecha como Mioceno inferior y medio. Sobre la Formación Oficina se depositaron lutitas más marinas que las de la Formación Freites, ello pudiera interpretarse como un emplazamiento del eje de la cuenca hacia el sur o como una transgresión general hacia el oeste. De cualquier forma, en la parte inferior de Freites desaparecen los lignitos característicos de la Formación Oficina, indica ambientes marinos de aguas someras.

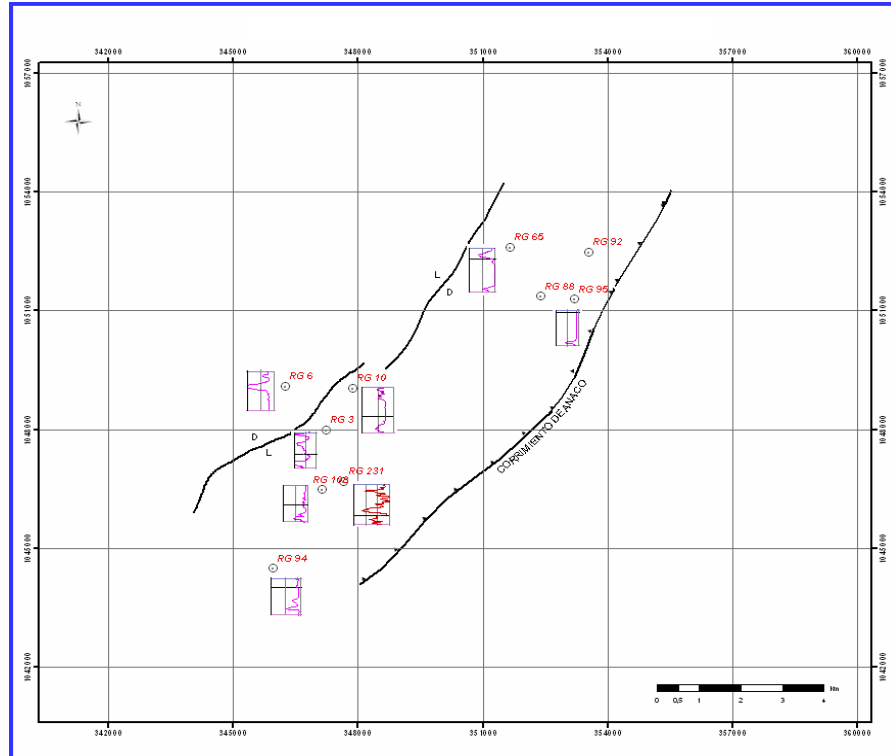
El estudio sedimentológico realizado para el Miembro Verde, arena VEF1 de la Formación Oficina, indica un sistema deltaico dominado por la acción de las olas en donde la geometría dada por el mapa isópaco de arena neta así lo sugiere tal como se muestra en la figura 58.



**Figura 58:** Mapa de ambiente sedimentario para la arena VEF1.

FUENTE: PDVSA-GAS, 2006.

Los mapas de distribución de electroformas de las arenas VEC2, VEE1 y VEF1 se muestran en las figuras 59, 60 y 61 respectivamente. Se puede observar que las muestras pertenecientes a la arena VEC2 muestra una granulometría decreciente de suroeste a noreste y que de acuerdo a los análisis petrográficos (sección 4.3) las mismas son de granos de muy finos a finos (entre 0.09 – 0.147 mm), son porosas (21.6 – 23.4 % de porosidad) y tienen una permeabilidad entre 16.8 – 87.6 mD, lo que indica que la calidad del yacimiento es de moderada a buena. Las muestras pertenecientes a esta arena son limpias y se espesan de suroeste a noreste, las mismas están intercaladas con paquetes espesos de lutitas que tienen más de 50' de espesor como se muestra en el anexo G.



**Figura 59:** Mapa de distribución de electroformas de la arena VEC2.

Las muestras pertenecientes a la arena VEE1 indican una distribución granulométrica mas o menos homogénea y el tamaño de las mismas varía entre 0.008 – 0.043 mm; es decir, son arenas de tamaños de granos muy finos. Presentan muy baja porosidad y permeabilidad entre 9.1 – 15.2 % y 0.008 – 0.043 mD respectivamente, lo que hace que la calidad del reservorio sea considerado pobre (anexo H). Las muestras pertenecientes a esta arena son sucias y se espesan de suroeste a noreste, las mismas están intercaladas con paquetes espesos de lutitas que tienen más de 50' de espesor.

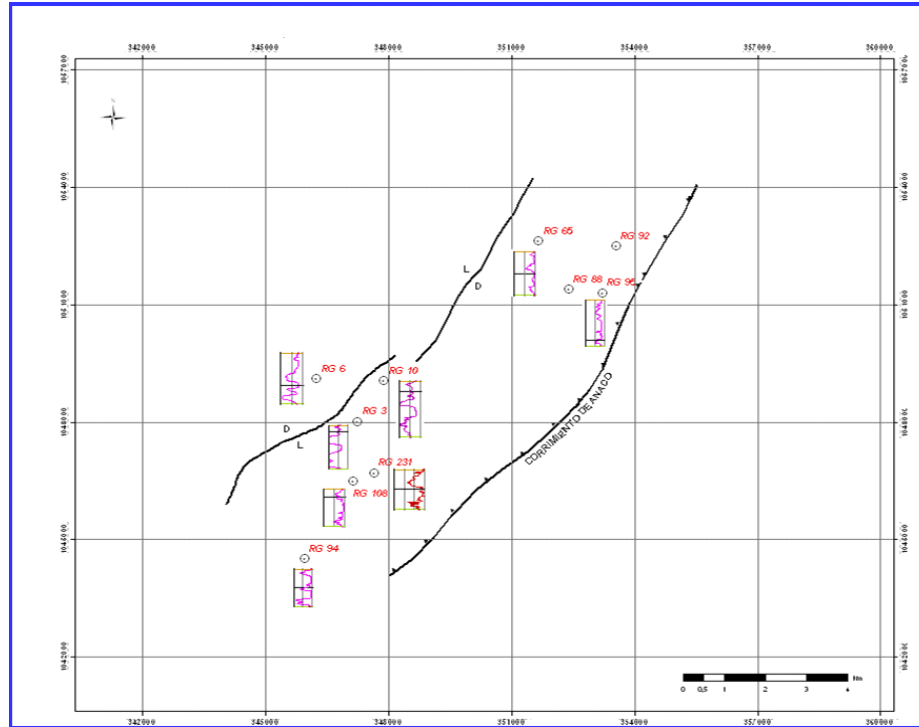
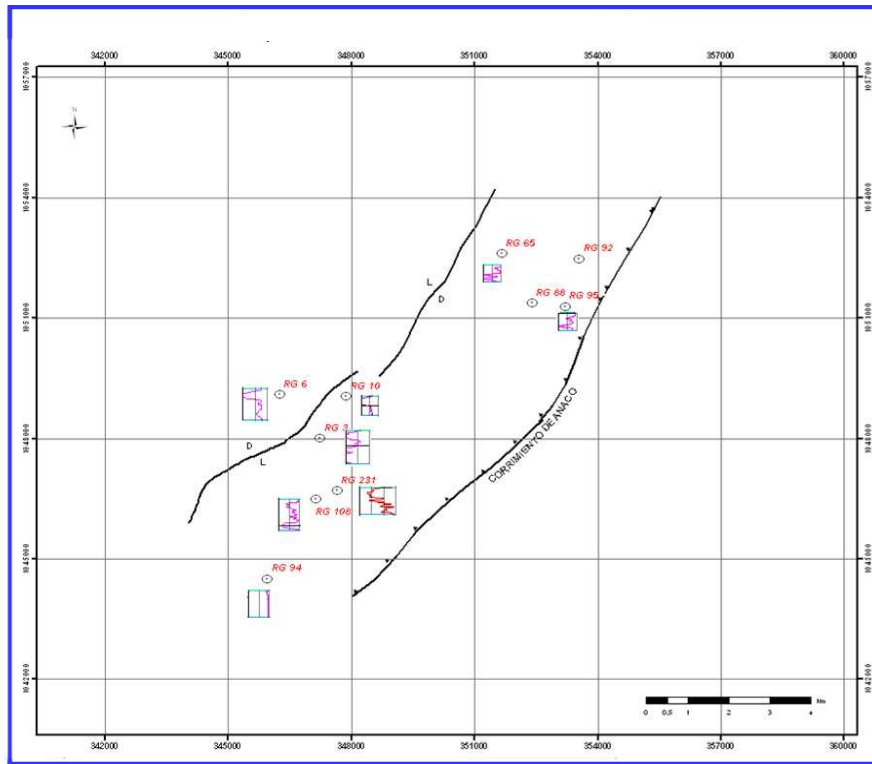


Figura 60: Mapa de distribución de electroformas de la arena VEE1.

Las muestras pertenecientes a la arena VEF1 presentan una granulometría creciente de noreste a suroeste, excepto para la del pozo RG-94 que es una lutita y que de acuerdo a los análisis petrográficos (sección 4.3) el tamaño de grano varía entre 0.2 – 0.4 mm siendo unas arenas de grano fino a medio, presentan buena porosidad entre 14 – 20% y una gran variación en la permeabilidad que va de 0.4 (muestra K) – 2041 (muestra I) mD (anexo I). Dos de las muestras son sucias y cuatro son limpias e igual que las otras dos arenas están intercaladas con paquetes de lutitas bien espesos.



**Figura 61:** Mapa de distribución de electroformas de la arena VEF1.

De acuerdo los mapas isópacos (anexo E) realizados en este trabajo, los cuales se basaron en los hechos por PDVSA (1999) fue posible definir la geometría de las facies. En la elaboración de estos mapas se utilizaron entre 15 – 20 pozos de control y diez pozos para este estudio, de los cuales sólo tres poseen núcleos.

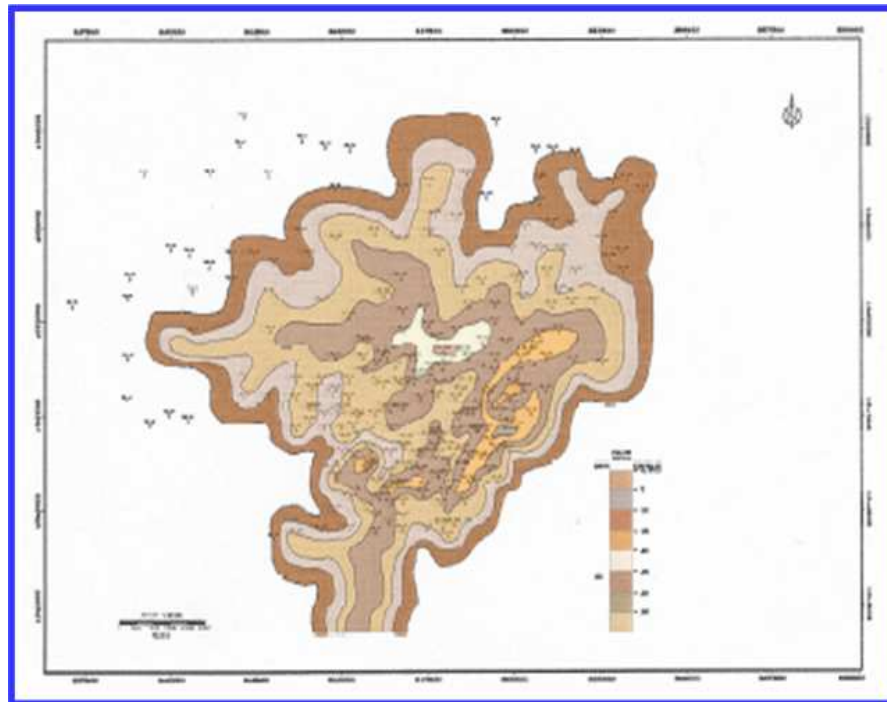
El mapa isópaco de la arena VEC2 (anexo E-1) muestra una geometría lobulada en dirección NW. Estas arenas se encuentran aisladas entre sellos lutíticos de espesores mayores de 50', lo que hace que éstas desde el punto de vista hidráulico estén confinadas. Esta geometría lobular alargada puede indicar un dominio fluvial sobre las corrientes litorales, que estaban afectando la antigua línea de costa al momento de estas arenas ser sedimentadas, por los posibles canales distributarios que acarreaban sedimentos hacia el frente deltaico de esa época.

#### 4.2.4 Modelo petrofísico

En la formación Oficina algunas arenas varían de limpias a sucias, las porosidades varían entre 18 y 20 % y las permeabilidades alcanzan hasta 40 mD.

##### 4.2.4.1 Mapa de arena neta

PDVSA Gas (2006) define los espesores de arena neta en el área del yacimiento, específicamente para la arena VEF1 y realizó un mapa con más de 50 pozos como se muestra en la figura 62, en el cual se observa la distribución del espesor a lo largo del yacimiento. El área de los sedimentos con mayor espesor se encuentra en la dirección suroeste-noreste, mientras que hacia el norte existe un adelgazamiento de la arena. En el mapa se observa una degradación de color, donde el marrón oscuro son las arenas que tiene espesores entre 10 – 15 pies, es importante destacar que la geometría de este mapa es muy parecida a la obtenida del mapa isópaco elaborado en este trabajo.



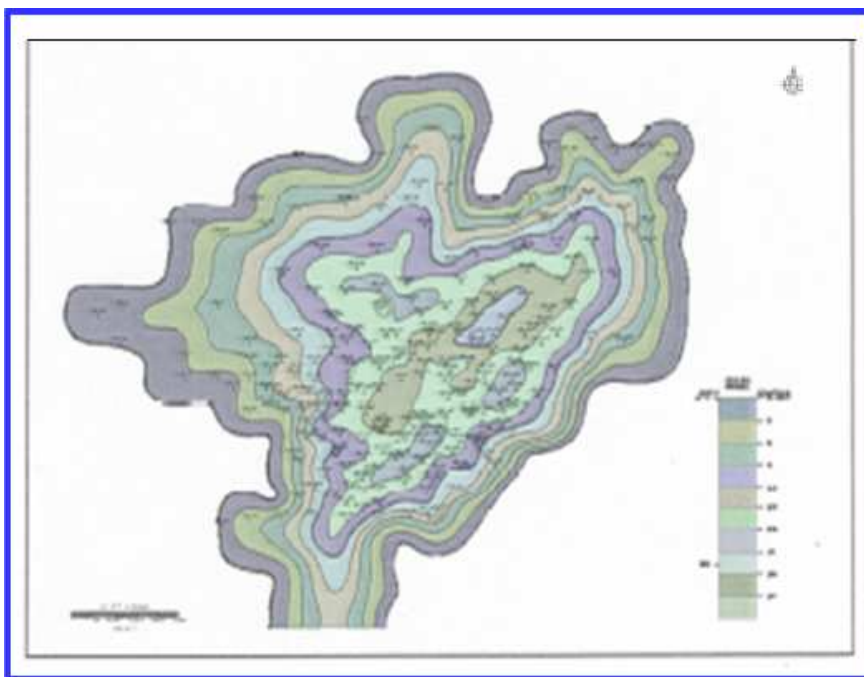
**Figura 62:** Mapa de arena neta VEF1

FUENTE: PDVSA-GAS, 2006.



#### 4.2.4.2 Mapa de porosidad

De acuerdo con PDVSA Gas (2006), los valores de porosidad obtenidos para la arena VEF1 se encuentran entre 3 y 23 %, teniendo en cuenta que los mayores valores de porosidad se ubican hacia el centro de los canales (entre 18 – 23 %), tal como se muestra en la figura 63, es decir, hacia los bordes de los canales esta propiedad disminuye (color verde-morado la porosidad varia entre 3 – 7 %). La porosidad promedio de esta arena es 18 %. Sin embargo, las muestras analizadas de estas arenas arrojaron resultados que van de 14 – 20 %, las cuales corresponden al pozo RG-10 que se encuentra hacia el centro de los canales como se puede ver en el mapa isópaco (anexo E-3).



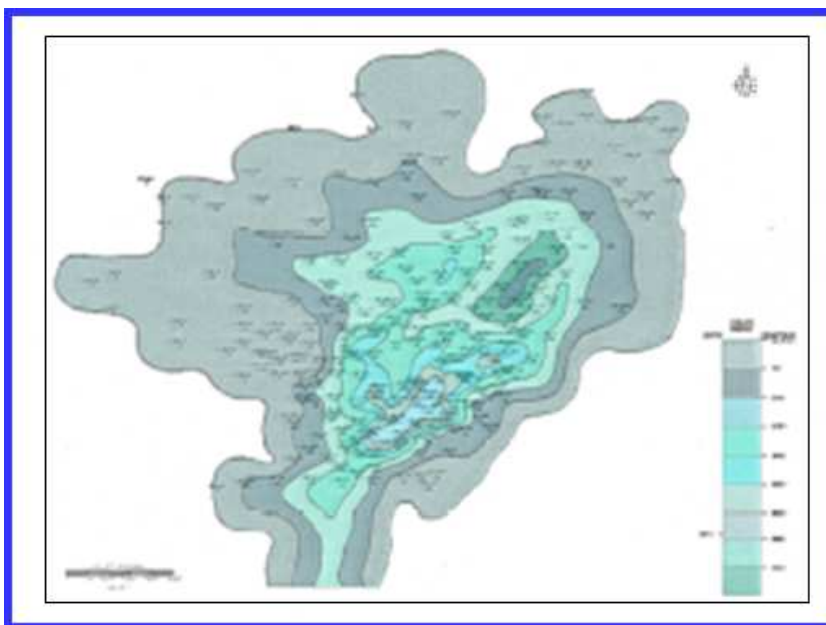
Color morado menos porosidad (3-7%) y color verde mayor porosidad (18-23%)

**Figura 63:** Mapa de porosidad VEF1

FUENTE: PDVSA-GAS, 2006.

#### 4.2.4.3 Mapa de permeabilidad

Los valores de permeabilidad obtenidos son muy variables, alcanzando valores de hasta 2000 mD para la arena VEF1 (PDVSA Gas, 2006), distribuidos principalmente en los pozos ubicados hacia el centro de los canales, tal como se muestra en la figura 64, el color azul claro tiene un rango de permeabilidad entre 1800 – 2000 mD y 0.3 – 12 mD para el color verde oscuro. Este resultado concuerda con los valores medidos a las muestras analizadas, las cuales varían entre 0.4 – 2041 mD (anexo I).



Color verde oscuro menor permeabilidad (0.3-12 mD) y verde claro mayor permeabilidad (1800-2000 mD).

**Figura 64:** Mapa de permeabilidad VEF1

FUENTE: PDVSA-GAS, 2006.

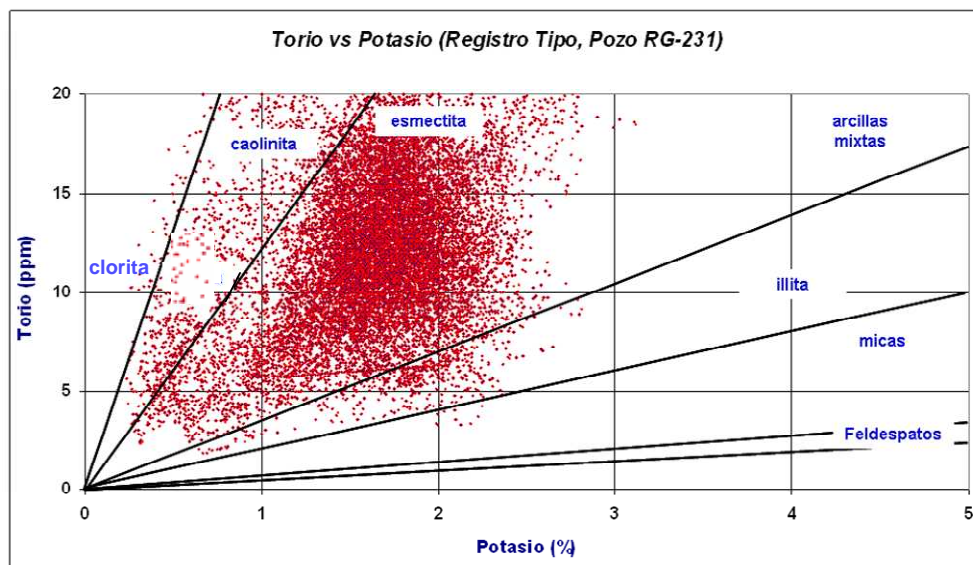
#### 4.2.5 Registro espectral (relación Torio / Potasio)

Por medio del registro de rayos gamma espectral, es posible identificar grupos de minerales de arcillas, ya que el contenido de potasio (K) en las mismas varía considerablemente entre las especies, pero es moderadamente constante en

algunas de ellas. El torio por su parte también varía en las arcillas pero en menor proporción.

La relación Th/K es utilizada generalmente como un indicador para la distinción de asociaciones de minerales de arcillas. Así, el enriquecimiento de potasio relativo es utilizado para las facies illiíticas y micáceas de areniscas y lutitas (Doveton, 1991).

La figura 65 muestra la relación Th/K obtenida del registro espectral de rayos gamma del registro tipo de la Formación Oficina (pozo RG-231). En la misma se observa que las arcillas que predominan en las areniscas y lutitas de la formación Oficina son la esmectita seguida de la clorita y la caolinita.



**Figura 65:** Relación Th/K del registro tipo.

De igual manera, la figura 66 muestra la relación Th/K acotada a la zona de estudio (Miembro Verde), la cual corresponde entre 5000 y 7000 pies de profundidad. En la misma, también es posible observar que la esmectita junto con la caolinita son las arcillas predominantes en esta formación. Estos resultados son comparados más adelante con la técnica de DRX.

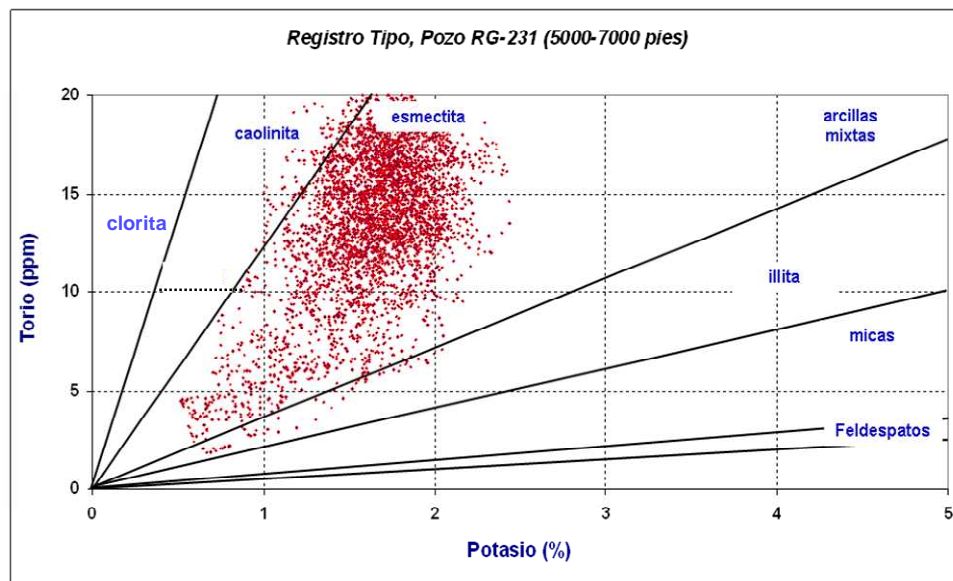


Figura 66: Gráfica Th/K del registro tipo entre 5000'-7000'.

Es importante destacar que la relación Th/K es un excelente indicador del potencial redox asociado con el medio ambiente depositacional original o subsecuentes diagénesis. Parte de la transgresión y regresión marina son fácilmente interpretados del registro espectral de rayos gamma, lo cual coincide con la interpretación obtenida del modelo sedimentológico donde la sedimentación se describe como alternancias repetidas de ambientes marinos de aguas bajas, marino salobre y pantanos productores de carbón. El ambiente de sedimentación de la Formación Oficina es el de un área subsidente de muy bajo relieve, a través de la cual los mares avanzaron y se retiraron alternativamente, ligeros cambios en el nivel del mar provocaron transgresiones y regresiones, sin embargo, se mantuvo la línea de la playa de manera general, al sur y al norte.

De acuerdo a la figura 66 que abarca las profundidades en donde se ubican las arenas analizadas en este estudio, al parecer el mineral de arcilla dominante es la esmectita sobre la caolinita e illita, esta arcilla es sensible a la presencia de agua cuya salinidad contraste con la de la formación. En presencia de agua con bajas salinidades, ésta puede absorber agua e hincharse dentro del sistema poral, afectando así la permeabilidad, no se prevé que ésta reaccione con el  $\text{CO}_2$ , pero si

es necesario puntualizar que su presencia implica que al inyectar este gas en el subsuelo, esté libre de agua.

### **4.3 Caracterización mineralógica y petrofísica de las arenas**

Como se mostró en la tabla 12, las arenas estudiadas en este trabajo fueron en orden de menor a mayor profundidad las siguientes: VEC2, VEE1 y VEF1. Sin embargo, en esta sección sólo se discutirá la arena VEC2, por ser la que presenta una geometría de facies lobular desarrollada entre sendos paquetes de lutitas con mas de 50' de espesor, que garantiza que éstas están hidráulicamente aisladas. Las arenas VEE1 y VEF1 se discuten en los anexos H y I, respectivamente.

#### 4.3.1 Descripción de la arena VEC2.

Como se muestra en la tabla 13, la caracterización de la arena VEC2 se realizó con una muestra del pozo RG-3 a 5506'5'' de profundidad (muestra A) y dos muestras del pozo RG-6 a las profundidades de 6254'9'' y 6493'10'' (muestras D y E, respectivamente). Mediante análisis petrográfico, se evaluaron características texturales de las muestras tales como tamaño de grano, redondez, escogimiento, contacto entre los granos, madurez textural y minerales diagenéticos presentes. Todos estos análisis se complementaron con las técnicas de MEB y DRX.

**Tabla 13:** Datos de las muestras de la arena VEC2.

<b>Muestra</b>	<b>Pozo</b>	<b>Profundidad</b>
<i>A</i>	RG-3	5506'5''
<i>D</i>	RG-6	6254'9''
<i>E</i>	RG-6	6493'10''

#### 4.3.1.1 Textura

De acuerdo a la clasificación de Pettijohn *et al* (1973), la muestra A corresponde a una Wacka cuarzosa (figura 67), mientras que las muestras D y E corresponden a una Sublitaranita (figuras 68 y 69, respectivamente). La muestra A consiste en intercalaciones de areniscas cuarzosas de granos muy finos con lutitas, el tamaño de grano promedio es de 0.01 mm. Las muestras D y E presentan una granulometría de arena fina con tamaños de granos de 0.147 mm y 0.137 mm, respectivamente.

En general, la redondez de todas las muestras es de subredondeado a subangular. El escogimiento es de moderado para las sublitaranitas, encontrándose típicamente los granos dispuestos al azar, como se muestran en los análisis petrográficos y de MEB (figura 70).

El grado de compactación para las muestras analizadas es comúnmente moderado, esto evidencia la prevalencia de contactos longitudinales, tangenciales y cóncavo-convexos principalmente. Para algunas muestras la consolidación de los granos no es generada por la presión de sobrecarga, sino por el sobrecrecimiento de cuarzo, como se observa en la muestra A y otros cementos del tipo arcilloso, como la caolinita (figura 67). También es posible observar deformación de fragmentos micáceos, siendo esto el reflejo de moderado grado de compactación al que estuvo sometida la roca.

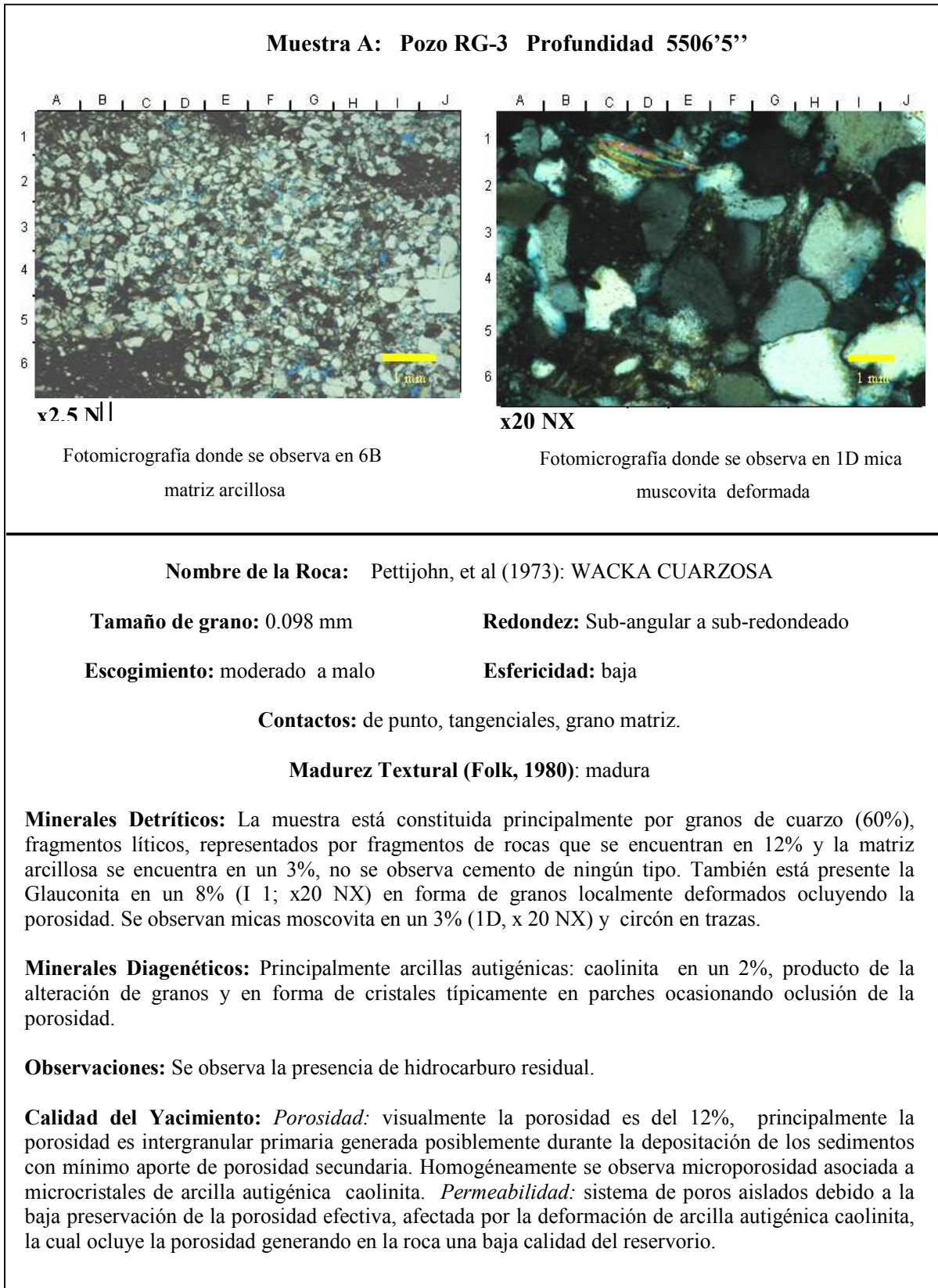
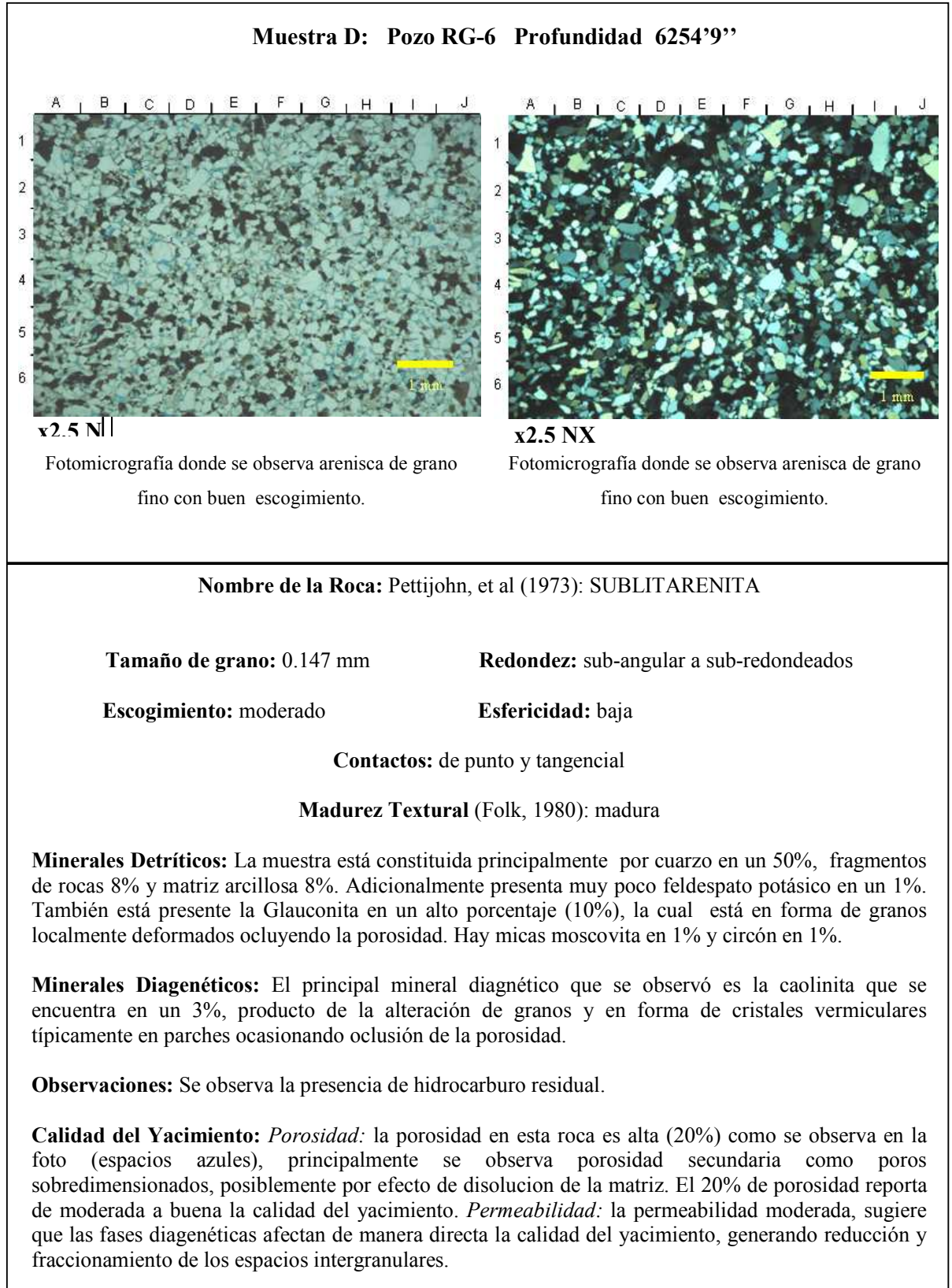


Figura 67: Fotomicrografías de la muestra A.





**Figura 68:** Fotomicrografías de la muestra D.





Figura 69: Fotomicrografías de la muestra E.

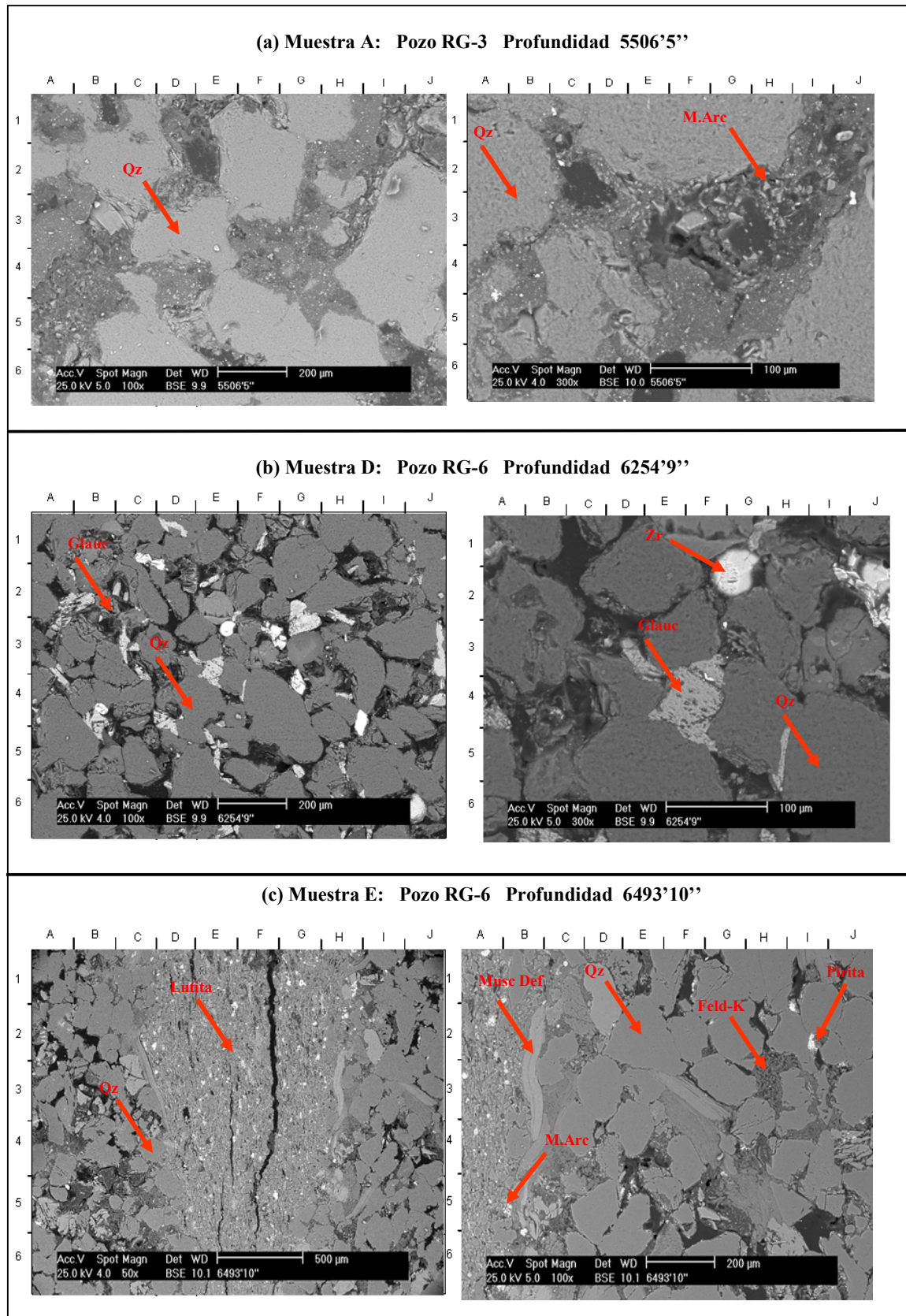


Figura 70: Fotos de MEB de las muestras (a) A, (b) B y (c) D.

De acuerdo con la clasificación de Folk (1980), la madurez textural de las rocas, considerando el contenido de matriz arcillosa detrítica (dispersa y/o laminar), escogimiento y redondez de los granos, la muestra A se clasifica como madura, la muestra D corresponde a una arenisca supermadura con un contenido de matriz arcillosa detrítica > 5 % y la muestra E es submadura con un contenido de matriz arcillosa detrítica < 5 %.

#### 4.3.1.2 Mineralogía de los granos

El contenido mineralógico de las muestras fue analizado en primer lugar mediante petrografía de secciones finas y confirmado por difracción de rayos X (DRX) y análisis de microscopía electrónica de barrido (MEB).

De acuerdo al análisis petrográfico de estas muestras, los principales constituyentes están representados en orden de abundancia de la siguiente manera: cuarzo monocristalino, feldespatos (plagioclasas y feldespatos potásicos), fragmentos líticos (fragmentos metamórficos, chert, fragmentos argiláceos) y minerales como glauconita, caolinita y moscovita.

Los análisis por DRX, indican que el porcentaje en peso de cuarzo oscila entre 50 - 60 % para las muestras A y E, mientras que para la muestras D es de 90 % como se observa en la tabla 14. Cabe destacar que este análisis considera el contenido total de cuarzo presente en la muestra, es decir, el cuarzo presente en los fragmentos de roca (metamórficas, chert y limolitas), cuarzo tamaño limo asociado con láminas arcillosas y cuarzo autigénico. En la figura 68 y 70(b) correspondientes a la muestra D, se observa el predominio de los granos de cuarzo como constituyente mayoritario.

**Tabla 14:** Resultados de DRX (roca total) para las muestras A, D y E.

Muestra	Porcentajes en peso		
	A	D	E
<b>Mineral</b>			
Cuarzo	67	91	51
Feldespato-K	-	-	12
Feldespato-Na	16	-	27
Dolomita	-	1	1
Siderita	1	1	-
Min. Arcillas	16	7	9

De acuerdo al análisis petrográfico, los granos de feldespato corresponden al segundo mineral más abundante en las muestras. Sin embargo, las plagioclasas y los feldespatos potásicos sólo se reportan para las muestras A y E según los resultados de DRX (tabla 14). En general, los granos de plagioclasas presentan superficies de alteración por procesos de sericitización, mientras que los granos de feldespato potásico típicamente presentan disolución incipiente, generando porosidad secundaria como se observa en la figura 69, que corresponde a la muestra E.

Los fragmentos líticos correspondientes a rocas metamórficas (metacuarcita y filitas micáceas) y sedimentarias (chert y argiláceos), constituyen el tercer grupo en abundancia para este conjunto de arenisca.

El grupo de minerales, no tomados en consideración para la clasificación del tipo de arenisca, reconocidos como minerales accesorios está constituido por: fragmentos de mica moscovita con hábitos tabulares alargados y colores de interferencia combinados entre fucsia, amarillo, verde y azul, como se observa en la muestra A y E (figuras 67 y 69, respectivamente), los cuales son reportados entre 2-3 %. En algunas muestras, estas micas detríticas se encuentran localmente

asociadas y dispuestas paralelamente, lo cual le confiere un cierto reflejo de laminación a la roca y ayuda a realzar la misma.

Es importante destacar la presencia de materia orgánica en la muestra A. Se encuentra dispuesta como agregados en forma de granos ocasionando oclusión de la porosidad, además es común observar materia orgánica asociada a fragmentos micáceos y metamórficos. Minoritariamente se observó óxido de circonio y turmalina en trazas para la muestra A y observó circonio, óxido de titanio y granos alterados para las muestras D y E.

#### 4.3.1.3 Arcillas detríticas

Las arcillas en la muestra A se reportan con porcentajes que varían entre 2 - 3%, asociada generalmente con materia orgánica, pirita, óxidos de titanio y óxidos de hierro probablemente producto de alteración de ilmenita y/o siderita. Las proporciones relativas de grano, matriz y cemento en esta muestra, reporta que el contenido de matriz arcillosa detrítica dispersa es alrededor de 3 % (figura 67).

En las muestras D y E, el contenido de arcillas detríticas es menos común, considerándose, por lo tanto, como arenas limpias. Las arcillas detríticas presentes en las muestras E son de composición illítica (tabla 15). La arcilla detrítica confinada en fragmentos argiláceos es más característica de la muestra de arenisca D, la cual se presenta homogéneamente distribuida y deformada en la pseudomatriz hacia la base como consecuencia de una mayor compactación.

**Tabla 15:** Resultados de DRX (mineralogía de arcillas) para las muestras A, D y E.

Muestra	Porcentajes en peso		
	A	D	E
<b>Mineral</b>			
Caolinita	44	41	-
Clorita	18	41	-
Ilita	20	2	24
Ilita/Esmectita	18	16	10
Caolinita más clorita	-	-	66

La presencia de un alto porcentaje de ilita / esmectita implica de que si el CO<sub>2</sub> no está totalmente seco (algo húmedo), el agua pudiera reaccionar con estos minerales afectando así su permeabilidad y probablemente la tasa de inyección de este gas en el subsuelo.

#### 4.3.1.4 Minerales autigénicos

El sobrecrecimiento de cuarzo y la formación de arcillas autigénicas (caolinita, illita y clorita), calcita ferrosa, óxidos de hierro y siderita son las principales fases diagenéticas. La pirita, los óxidos de titanio y los sobrecrecimientos de feldespatos se encuentran en menores proporciones para la muestra A.

La caolinita presente en la muestra A se observó en el análisis petrográfico y en el análisis mineralógico de arcillas por DRX, ésta corresponde a un 44 % por DRX y la arenisca D con un porcentaje alrededor de 41% (porcentajes en peso) del total de arcillas presentes (tabla 15). Este tipo de arcilla siempre está asociada con la alteración de los granos de feldespatos, generalmente es microcristalina producto de la alteración de los granos con hábito vermicular y agregados de plaquetas ocluyendo los poros.

La caolinita generada contribuye a la formación de microporosidad la cual produce fraccionamiento y reducción de la porosidad efectiva. Las arcillas

autigénicas tipo illita y clorita son menos comunes, reportándose cantidades entre 2 - 24 % de illita para todas las muestras y la clorita se encuentra aproximadamente entre 18 - 40 % (para la muestra que tiene clorita) de acuerdo al análisis por DRX de mineralogía de arcillas.

Los óxidos de hierro se encuentran entre 1 – 3 % en las muestras analizadas, comúnmente este óxido está asociado a la oxidación de cristales de siderita, la cual se presenta entre 1 – 2 % para las muestras A y D. Estos se presentan dispersos, agrupados en parches ocluyendo la porosidad intergranular primaria.

#### 4.3.1.5 Porosidad

El tipo de porosidad más común para las muestras estudiadas es típicamente intergranular primaria, con valores que oscilan entre 15 - 20 % visualmente como se muestra en las fotomicrografías.

Sin embargo, los valores medidos a través de los análisis básicos de los núcleos indican porosidades ligeramente superiores a 20 % (tabla 16). Por observación directa en el microscopio óptico, estas muestras presentan un sistema de poros bien desarrollados formado durante la depositación de los sedimentos, favorecido por el bajo contenido de arcillas detríticas y un buen escogimiento de los granos, como se muestra en la figura 71.

Para la muestra E es notable la presencia de microporosidad (tamaño de poro < 0.5  $\mu\text{m}$ ) asociada a microcristales de arcilla detrítica dispersa (illita, según MEB), fragmentos argiláceos y arcillas autigénicas (illita, caolinita, clorita), para el resto de las areniscas también se presenta pero en menor contenido.



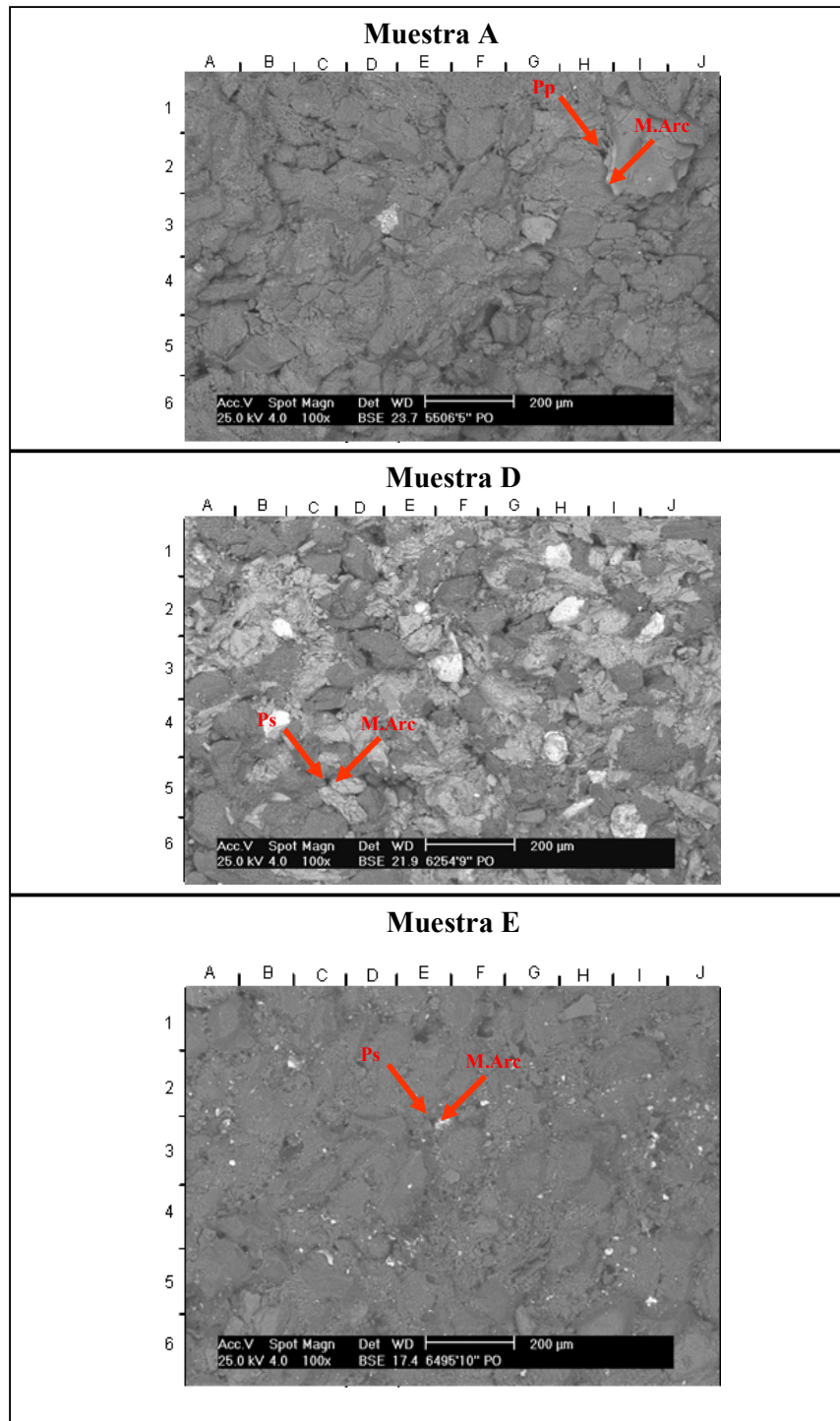


Figura 71: Porosidad de las muestras A, D y E (MEB).



**Tabla 16:** Valores de porosidad y permeabilidad para las muestras A, D y E.

Muestra	Pozo	Profundidad	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Volumen poroso (% cc)
A	RG-3	5506'5''	22.6	57.1	5.8
D	RG-6	6254'9''	23.4	16.8	6.1
E	RG-6	6257'8''	21.6	87.6	5.7

#### 4.3.1.6 Evaluación de la calidad del yacimiento

La calidad yacimiento de la roca fue evaluada en base a 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.

De acuerdo al análisis de los núcleos, los valores de porosidad como se mencionó anteriormente para las tres muestras son de aproximadamente 20 %, mientras que la permeabilidad varía entre 16 y 88 mD (tabla 16), lo que indica que la calidad del yacimiento es de moderada a buena.

Características texturales de estas muestras 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 fases diagenéticas que localmente reducen el tamaño de la garganta de los poros.

Las fases diagenéticas identificadas en el conjunto de muestras, 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.

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 la muestra E, que es la que presenta la permeabilidad más alta (87.6 mD), podría atribuirse a la disolución parcial de estos granos lo que genera una garganta de poros más amplia.

#### **4.4 Interacción roca-fluido**

Las pruebas de interacción roca - fluido se realizaron para evaluar la interacción del CO<sub>2</sub> con los minerales que tiene la muestra; es decir, que tipo de adsorción ocurre, física o química. Estas pruebas se realizaron para la arena VEC2 sólo con las muestras A y D. La muestra E fue sustituida por la muestra B, como se mencionó anteriormente, la cual corresponde a otro paquete de arena (VE1M), con la finalidad de establecer una comparación (tabla 17).

**Tabla 17:** Muestras empleadas para las pruebas estáticas de adsorción.

Arena	Muestra	Pozo	Profundidad	Pi (psi)	Pac (lpc)	Pab (psi)	Tac (°F)
VEC2	A	RG-3	5506'5''	2920	662	580	198
VEE1	D	RG-6	6254'9''	2920	662	580	198
VEF1	B	RG-3	5691'7''	2230	1260	450	188

##### **4.4.1 Prueba estática gas-roca**

En la figura 72 se muestra de forma general el proceso llevado a cabo en las pruebas estáticas (autoclaves), se observa una primera etapa de calentamiento progresivo (línea color naranja) hasta llegar a la temperatura actual del yacimiento (tabla 8), seguidamente se observa una zona donde la temperatura es constante

(línea color azul), la cual consistió en dejar las muestras en contacto con el CO<sub>2</sub> durante casi 24 horas, observándose por último una zona de enfriamiento (línea color verde).

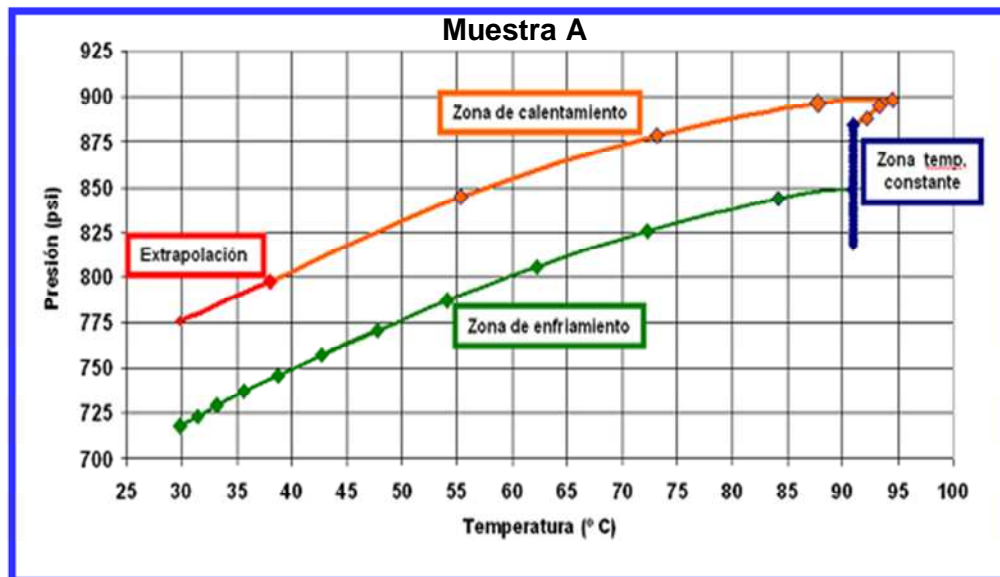


Figura 72: Gráfica de presión vs temperatura del CO<sub>2</sub> en autoclave

Como se observa en el caso ejemplo de la figura 72, la muestra se empieza a calentar a partir de condiciones iniciales de 38 °C y 800 lpc hasta aproximadamente 95 °C y 900 lpc. Luego, la presión del sistema empieza a disminuir isotérmicamente (91 °C) hasta casi 815 lpc durante la mayor parte del experimente (>20 horas). Finalmente, el sistema se deja enfriar hasta 30 °C, no llegando a regresar al punto inicial del sistema.

Basado en pruebas estáticas para evaluar la posible adsorción del CO<sub>2</sub> en las arenas A, B y D, se procedió a montar por duplicado ensayos de capacidad de adsorción con las muestras disgregadas. Como se muestra en la tabla 18, las arenas también fueron impregnadas con las aminas monoetanolamina (MEA) y dietanolamina (DEA) que son compuestos químicos comúnmente empleados para remover el CO<sub>2</sub> del gas natural.

**Tabla 18:** Resultados de las capacidades de adsorción. Ensayo # 1

Ensayo	MUESTRA A-1	MUESTRA B-1	MUESTRA D-1
	lbs gas/lbs arena	lbs gas/lbs arena	lbs gas/lbs arena
N <sub>2</sub>	0,03	0,08	0,03
CO <sub>2</sub>	0,15	0,10	0,11
CO <sub>2</sub> + DEA	0,18	0,14	0,11
CO <sub>2</sub> + MEA	0,21	0,19	0,15

En la tabla 18 se observa que las capacidades de adsorción de cada una de las muestras expuesta con N<sub>2</sub>, el cual es un gas inerte fueron prácticamente insignificantes, sin embargo, existe un ligero incremento en los valores calculados cuando el gas es CO<sub>2</sub>, una molécula lineal que a pesar de ser no polar, puede fijarse “débilmente” en la superficie de las arenas por interacciones tipo van der Waals. Asimismo, se observa que cuando las muestras de arena se impregnaron con las aminas MEA y DEA, respectivamente, ocurrió como era de esperarse un notorio incremento en los valores de adsorción del CO<sub>2</sub>.

**Tabla 19:** Resultados de las capacidades de adsorción. Ensayo # 2

Ensayo	MUESTRA A-2	MUESTRA B-2	MUESTRA D-2
	lbs gas/lbs arena	lbs gas/lbs arena	lbs gas/lbs arena
N <sub>2</sub>	0,02	0,01	0,01
CO <sub>2</sub>	0,08	0,08	0,09
CO <sub>2</sub> + DEA	0,26	0,12	0,12
CO <sub>2</sub> + MEA	0,31	0,19	0,15

En la tabla 19 se observa de igual manera que la adsorción del N<sub>2</sub> en las arenas es prácticamente nula, sin embargo, este valor se incrementa para el caso del CO<sub>2</sub>. De igual manera, se comprueba que la adsorción del CO<sub>2</sub> se ve favorecida cuando se emplean la MEA y DEA como agentes promotores para la adsorción. Los resultados de ambos ensayos (tablas 18 y 19) parecieran indicar que la muestra A

es la que llega a ser mucho más activa cuando se impregna con estas aminas (figura 73).

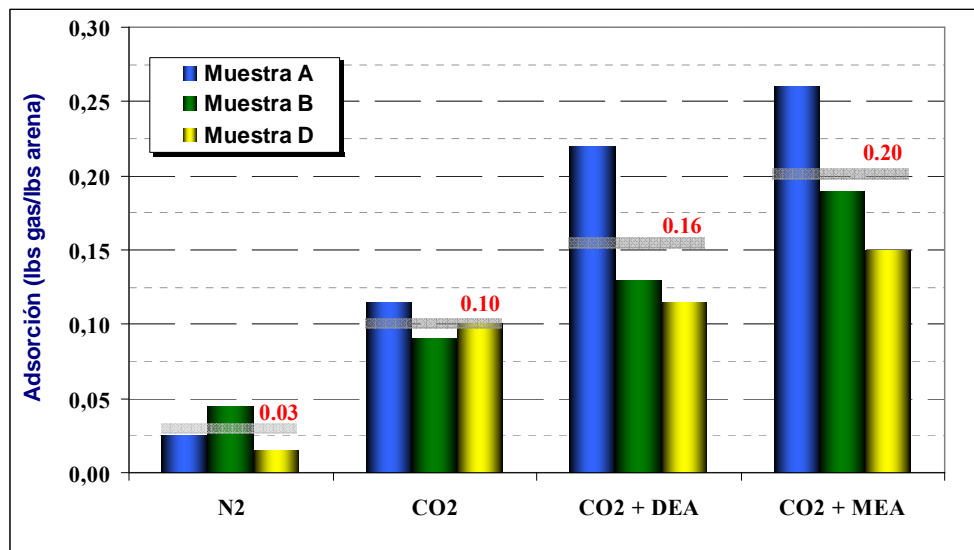


Figura 73: Capacidades de adsorción promedio para las muestras A, B y D

En la figura anterior se observa en términos generales que las capacidades de adsorción promedio para las tres muestras se incrementan en el siguiente orden:  $N_2 < CO_2 < CO_2 + DEA < CO_2 + MEA$ . El resultado obtenido con el nitrógeno es el que se esperaba por ser un gas inerte, no tiene posibilidad de adsorberse en los “sitios activos” de las arenas. Los resultados con la MEA y DEA son los que presentaron los mayores valores de adsorción, por ser aminas muy selectivas para el secuestro del  $CO_2$  (la MEA en mayor grado que la DEA). La actividad de las arenas frente al  $CO_2$  presentó valores intermedios muy similares entre sí (aunque en menor medida para la muestra B), posiblemente debido a interacciones físicas del  $CO_2$  con posibles “sitios activos” de las arenas. Por la forma en que se realizaron los ensayos en donde se destruyó las porosidades de las muestras (ya que se trabajó con muestras disgregadas), no es posible concluir cual arena presenta una mayor capacidad de adsorción frente al  $CO_2$ .

Es importante destacar que los resultados obtenidos tanto en las pruebas estáticas como con la técnica TPD indican que las arenas pueden adsorber  $CO_2$ , ocurriendo

en mayor grado cuando éstas son impregnadas con MEA ó DEA .Vale la pena mencionar que con los ensayos en autoclave no se puede determinar el tipo de adsorción que ocurre, es decir, si es física o química. Sin embargo, con la técnica de desorción a temperatura programada que se explica en el punto 4.5.1.1 se pudo inferir que el tipo de adsorción que ocurre es química.

#### 4.4.2 Adsorción de CO<sub>2</sub> a temperatura programada (TPD)

De acuerdo con los resultados obtenidos con la técnica de adsorción de CO<sub>2</sub> a temperatura programada, fue posible corroborar la adsorción del CO<sub>2</sub> en las arenas VEC2 y VE1M como se muestran en la tabla 20.

**Tabla 20:** Adsorción de CO<sub>2</sub> en ml / g arena

Muestra	Arena sola	Arena + CO <sub>2</sub> + MEA	Arena + CO <sub>2</sub> + DEA
A	0.01	0.89	23.8
B	0.01	0.41	1.98
D	0.01	0.04	10.5

Como se muestra en la tabla 20, todas las muestras adsorben CO<sub>2</sub> prácticamente en la misma proporción; sin embargo, es posible observar como aumenta considerablemente la cantidad de CO<sub>2</sub> adsorbido cuando éstas se ponen en contacto con las aminas.

En la figura 74 se muestra una gráfica típica de desorción de CO<sub>2</sub> detectada mediante un espectrómetro de masas. El eje “y” indica la respuesta del detector (corriente) y el eje “x” es el tiempo que tarda el CO<sub>2</sub> en desorberse de la muestra. Los picos muestran la desorción del CO<sub>2</sub> sobre la muestra. el primer pico muestra que la adsorción entre la muestra y el CO<sub>2</sub> es física y el segundo pico sugiere que la adsorción es química, ya que a temperaturas superiores a 160°C ocurre quimisorción.

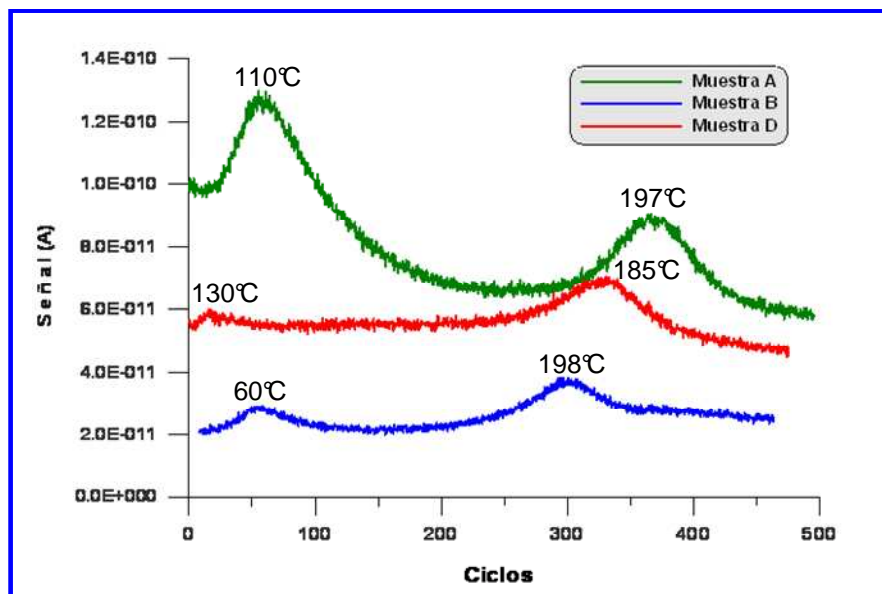


Figura 74: Gráfica de desorción de CO<sub>2</sub> para las muestras A, B y D.

En la figura 75 se muestran las gráficas de desorción obtenidas para la muestra A impregnada con MEA y DEA respectivamente, donde se aprecia un incremento en la señal del detector particularmente para el caso de la DEA, lo cual indica que estas aminas promueven considerablemente la adsorción del CO<sub>2</sub> en las arenas.

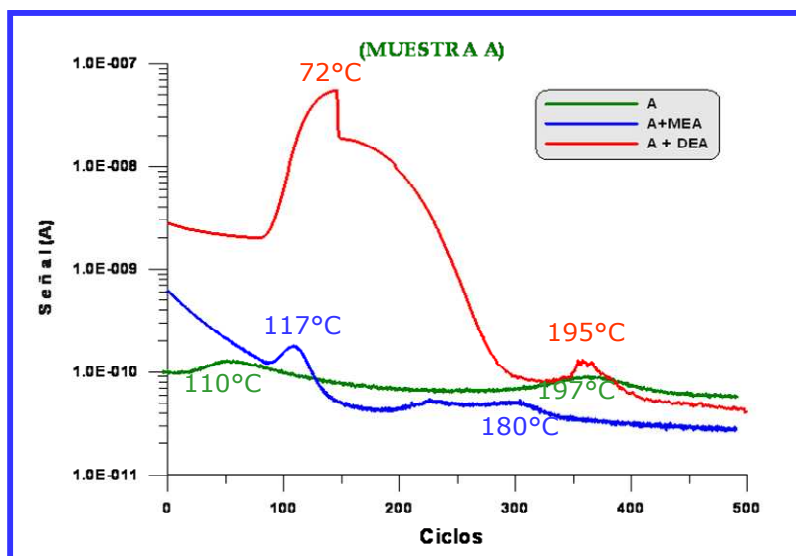


Figura 75: Gráfica de desorción de CO<sub>2</sub> de la muestra A.

En la figura 76 se muestran las graficas de desorción de CO<sub>2</sub> obtenidas para la muestra B con MEA y DEA, donde se observa al igual que para la muestra A, un incremento considerable en la señal de desorción para el caso de las aminas.

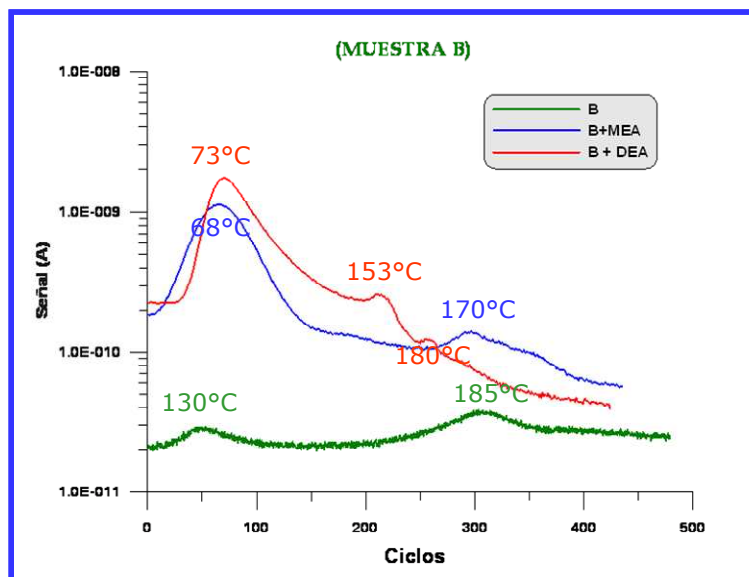


Figura 76: Grafica de desorción de CO<sub>2</sub> de la muestra B.

Por último, en la figura 77 se muestra para la arena D las gráficas de desorción de CO<sub>2</sub>, donde se aprecia la mayor intensidad de la señal para la DEA.

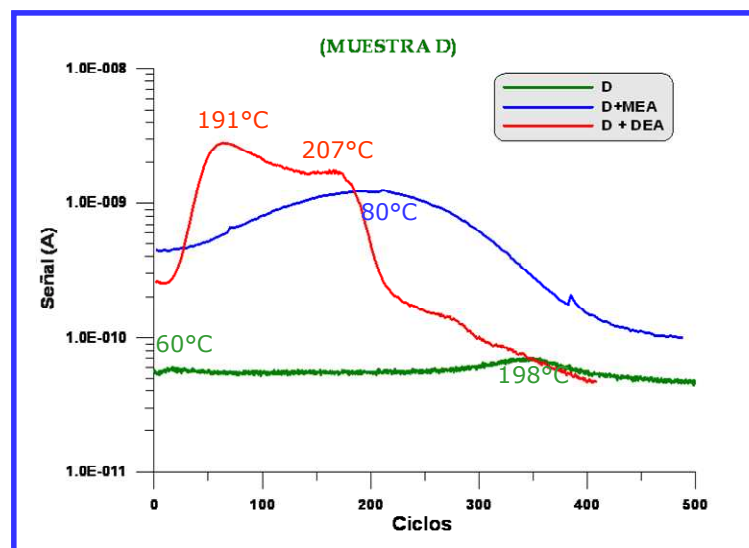


Figura 77: Graficas de desorción de CO<sub>2</sub> de la muestra D.



De las gráficas de desorción de CO<sub>2</sub> presentadas anteriormente, se infiere que en estas muestras de arena, además de ocurrir una adsorción de CO<sub>2</sub> del tipo física, también existe una adsorción del tipo química, que es evidenciado por la señal recurrente que detecta el espectrómetro de masas a temperaturas por encima de 150 °C (ver figura 74).

#### 4.4.3 Caracterización química y física de las muestras

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la caracterización física y química de las muestras. Los análisis físicos que se llevaron a cabo fueron análisis de adsorción de nitrógeno (técnica BET) y análisis termogravimétrico y los análisis químicos DRX y MEB.

##### 4.4.3.1 Análisis termogravimétrico (TGA)

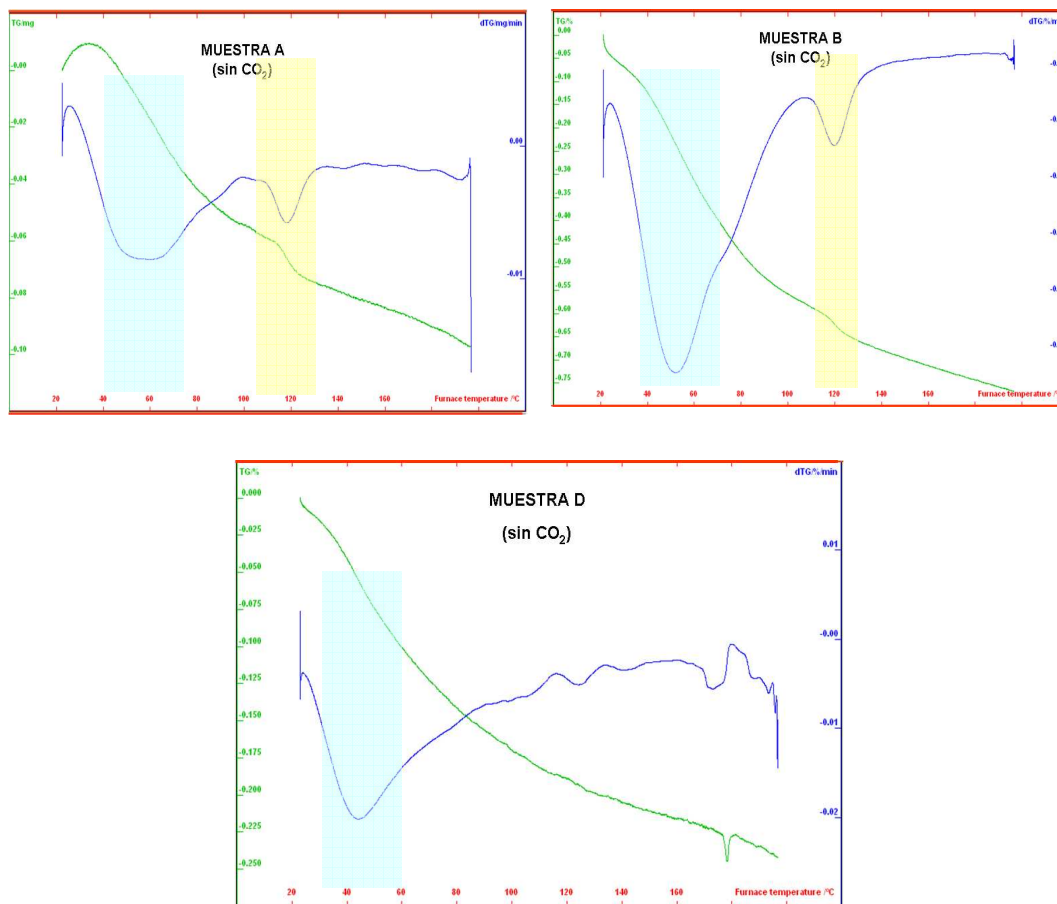
El análisis termogravimétrico (TGA), permite evaluar la pérdida de masa con respecto a la temperatura. Es importante destacar que este análisis sólo se realizó antes de la inyección de CO<sub>2</sub>.

El análisis termogravimétrico se realizó sólo a las muestras A y D y la muestra E fue sustituida por la muestra B, la cual corresponde a otro paquete de arena (VE1M). Estas muestras fueron las que se utilizaron en las pruebas estáticas.

En la figura 78 se muestran los resultados del TGA de las muestras A, B y D, la curva verde indica la pérdida de masa con respecto a la temperatura, mientras que la curva azul corresponde a la derivada de esta última, un cambio en la pendiente de la curva verde junto con una derivada de cero indica una pérdida de masa en la muestra, bien sea por descomposición, sublimación, desorción, vaporización, etc.

En las tres muestras se observa pérdida de agua fisisorbida (agua físicamente adsorbida) aproximadamente entre 60-80 °C (banda azul). También se muestra la presencia de agua ocluida a 120 °C (banda amarilla) para las muestras A y B,

posiblemente atribuido a la pérdida de agua que se encuentra dentro de la estructura de las arcillas; en la muestra D sólo se observa pérdida de agua superficial.



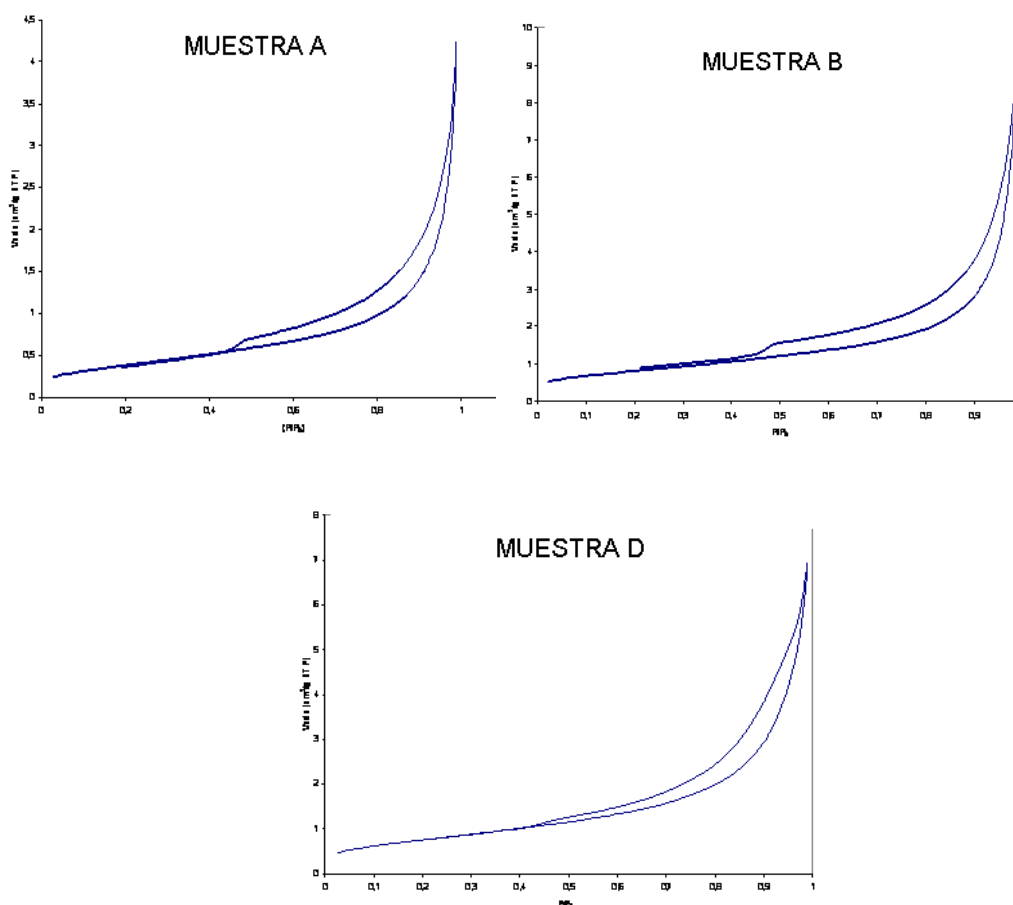
**Figura 78:** Análisis termogravimétrico de las muestras A, B y D.

#### 4.4.3.2 Adsorción de N<sub>2</sub> (técnica BET)

El análisis de adsorción de nitrógeno (técnica BET) se hizo antes y después de la inyección de CO<sub>2</sub>, de la cual se deriva la diferencia de tamaño que existe entre la entrada y la cavidad del poro; es decir, de la geometría de los poros contenidos en el sólido. Además, de acuerdo al tipo de histéresis es posible determinar las

diferentes interacciones que puede tener el sólido con el adsorbato ( $\text{CO}_2$ ) y de esta manera relacionarla con la porosidad del mismo.

El análisis con la técnica BET se realizó para las muestras A, B y D, antes y después de la inyección de  $\text{CO}_2$  en el autoclave (prueba estática), así como también para los casos en los que las muestras fueron impregnadas con la MEA y DEA, respectivamente. A continuación, en la figura 79 se muestran las isotermas de adsorción – desorción de nitrógeno para las tres muestras.



**Figura 79:** Isotermas de adsorción-desorción de las muestras A, B y D

De acuerdo a la clasificación BET, en la figura 79 se observa que las muestras presentan una combinación de las isotermas tipo II y tipo IV, las cuales son comunes para sólidos macroporosos o no porosos y sólidos mesoporosos,

respectivamente. En general, los poros de las muestras poseen muy poca área superficial y bajos volúmenes de poro como se muestra en la tabla 21.

**Tabla 21:** Área superficial y volumen de poro de las muestras.

Datos	Muestra A	Muestra B	Muestra D
Área superficial BET (m <sup>2</sup> /g)	1.40	20.90	2.80
Volumen de poro (cm <sup>3</sup> /g)	0.005	0.01	0.01
Tamaño de poro (Á)	143	138	128

Las isothermas presentan una adsorción fuerte (isoterma tipo IV), la cual se evidencia a medida que la presión relativa se aproxima a uno y es típica de materiales mesoporosos, los cuales van desde 2 nm (20 Å) a 50 nm (500 Å). Las curvas de adsorción-desorción de la figura 79, muestran de forma general como la presión relativa aumenta abruptamente, así como la presencia de histéresis lo cual indica que el camino de desorción no coincide con el de adsorción.

Por otra parte, las isothermas de adsorción – desorción obtenidas para las muestras luego de ser sometidas a la interacción con el CO<sub>2</sub> durante 24 horas, presentaron el mismo comportamiento inicial, es decir, estas corresponden también a una combinación de las isothermas tipos II y IV (figura 72).

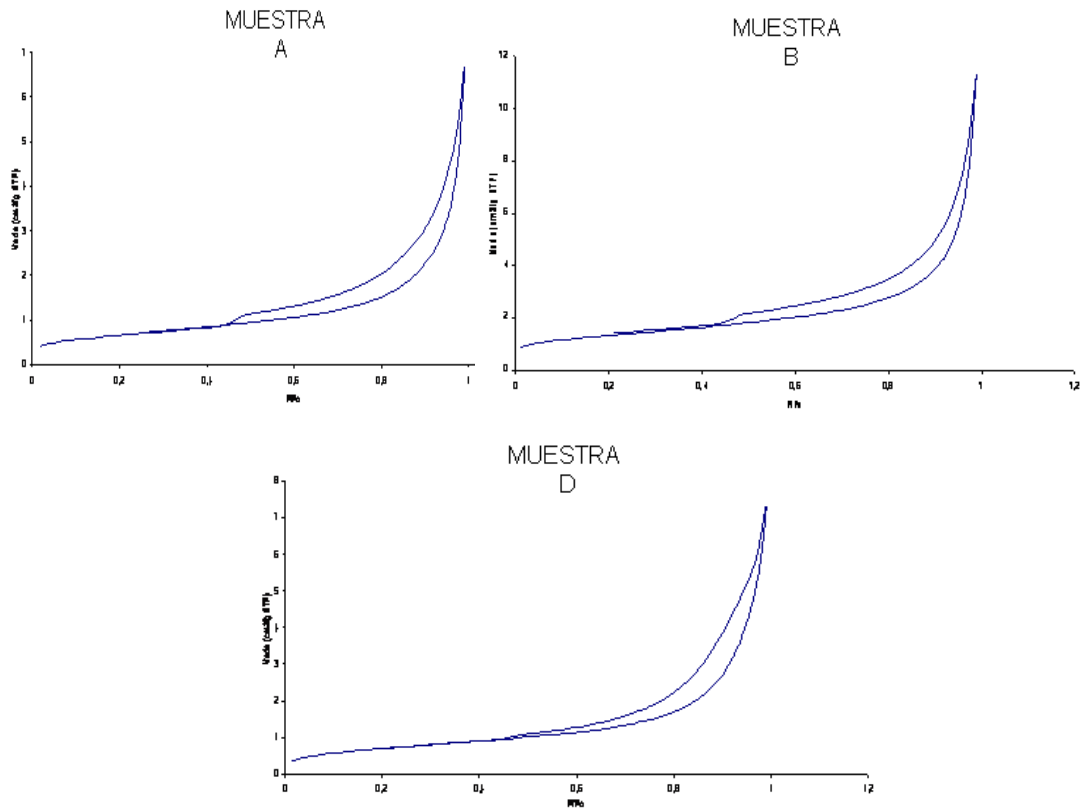


Figura 80: Isothermas de adsorción-desorción de las muestras A, B y D (post-inyección de CO<sub>2</sub>).

En la tabla 22 se observan algunas variaciones con respecto a los valores iniciales (tabla 21), sin embargo, específicamente para la muestra B se observa un incremento notable en el tamaño de poro que puede ser atribuido a la formación de “porosidad secundaria”.

Tabla 22: Área superficial y volumen de poro de las muestras post-inyección de CO<sub>2</sub>.

Datos	Muestra A	Muestra B	Muestra D
Área superficial BET (m <sup>2</sup> /g)	2.40	4.70	2.60
Volumen de poro (cm <sup>3</sup> /g)	0.008	0.02	0.01
Tamaño de poro (Å)	133	170	138

En el anexo J, se muestran las isotermas de adsorción – desorción de las arenas A, B y D impregnadas con la MEA y DEA, posterior a la inyección del CO<sub>2</sub>. De manera general, se observa el mismo comportamiento que las muestras originales, es decir, isotermas características de los tipos II y IV.

En la tabla 23, se observa un ligero incremento en los valores de tamaño de poro para los ensayos de arena + amina + CO<sub>2</sub>, con respecto a la arena sin amina. Asimismo, se observa que el tamaño de poro para el caso de los ensayos con DEA, fueron mayores que con la MEA, lo cual pudiera ser debido a que el primero es una amina más voluminosa y por ende, al tratar de entrar en los poros de las arenas tiende a deformarlos más (formación de porosidad secundaria).

**Tabla 23:** Valores de tamaños de poros en unidades de Å

<b>A sola</b>	<b>A + CO<sub>2</sub></b>	<b>A + CO<sub>2</sub> + MEA</b>	<b>A + CO<sub>2</sub> + DEA</b>
143	133	187	185
<b>B sola</b>	<b>B + CO<sub>2</sub></b>	<b>B + CO<sub>2</sub> + MEA</b>	<b>B + CO<sub>2</sub> + DEA</b>
138	170	200	157
<b>D sola</b>	<b>D + CO<sub>2</sub></b>	<b>D + CO<sub>2</sub> + MEA</b>	<b>D + CO<sub>2</sub> + DEA</b>
128	138	167	200

#### 4.4.3.3 Difracción de Rayos X y Microscopía Electrónica de Barrido

Una vez realizadas las pruebas estáticas de interacción gas-roca (autoclave), éstas fueron nuevamente caracterizadas por DRX (roca total) y MEB. Los resultados de DRX indicaron que no hubo cambios significativos en la composición mineralógica de las mismas (tabla 24). Los minerales presentes antes y después de los ensayos estáticos son los mismos, lo cual sugiera como era de esperarse la no formación de otras fases mineralógicas.

**Tabla 24:** Resultados de DRX después de la inyección de CO<sub>2</sub>

Mineral	Muestra A		Muestra B		Muestra D	
	Arena sola	Arena con CO <sub>2</sub>	Arena sola	Arena con CO <sub>2</sub>	Arena sola	Arena con CO <sub>2</sub>
Cuarzo	67	77	54	44	91	86
Feldespato-K	-	-	5	5	-	2
Feldespato-Na	16	10	12	10	-	-
Dolomita	-	-	-	-	1	4
Siderita	1	-	2	-	1	1
Min. Arcillas	16	17	27	40	7	12

De igual manera, los resultados obtenidos por MEB indican que las muestras después de la inyección de CO<sub>2</sub> no sufrieron cambios significativos en su composición y textura (anexo K).

#### 4.4.4 Prueba dinámica gas-roca

Como se mencionó en el capítulo 3.6.2, se realizaron pruebas de desplazamiento de CO<sub>2</sub> sobre el medio poroso (muestras A, B y D), tratando de utilizar una tasa baja y constante de inyección de CO<sub>2</sub>, con la finalidad de que este gas se mantenga el mayor tiempo en contacto con la muestra.

En la figura 81 se grafican los tres parámetros de control medidos durante estos ensayos. Las temperaturas 1 y 2 corresponden a la temperatura del gas a la entrada y salida de la celda, mientras que el flujo corresponde a la cantidad de CO<sub>2</sub> en volumen que fue inyectado en los tapones de arena.

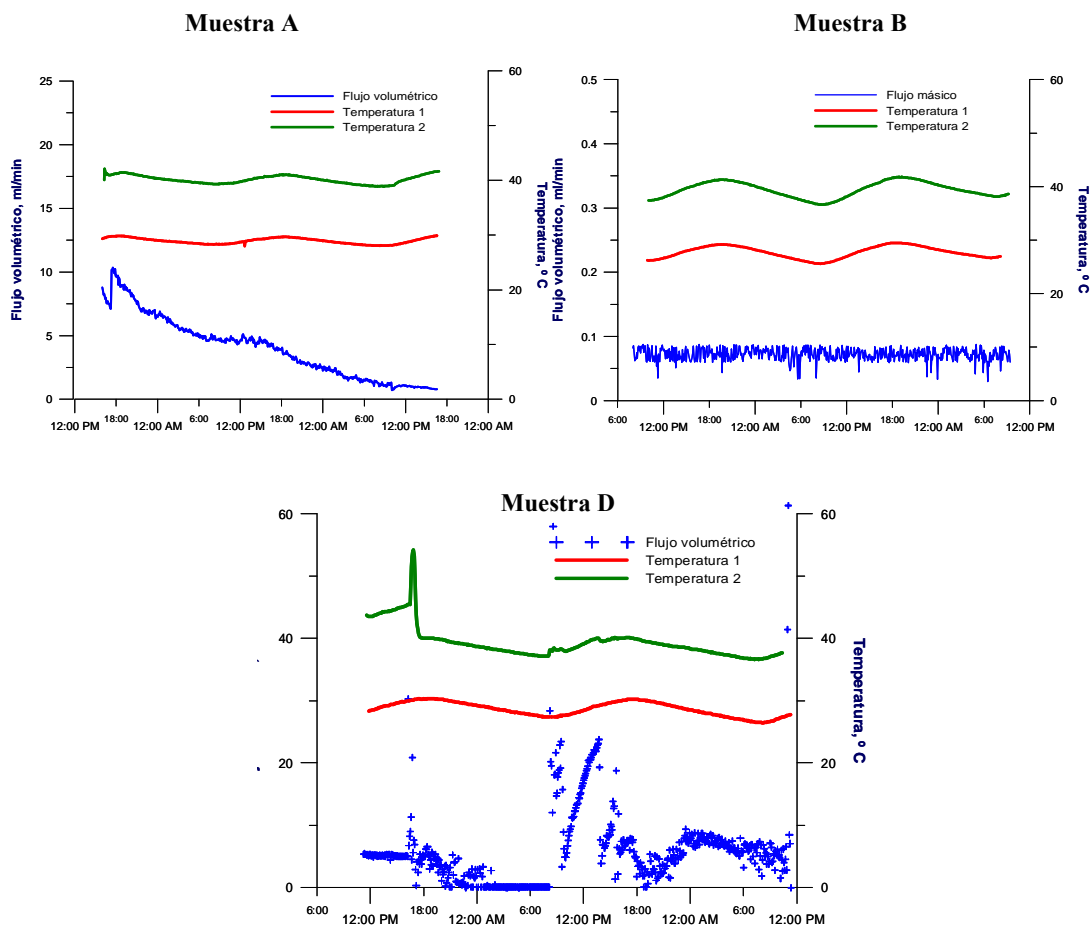
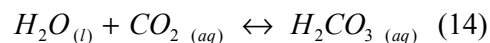
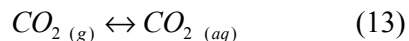


Figura 81: Parámetros de control de la prueba dinámica

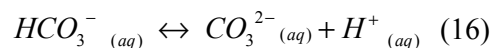
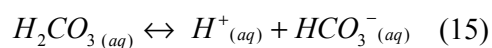
De manera general se observa que los flujos medidos para las muestras A y D, estuvieron respectivamente por debajo de 10 y 20 ml/min, siendo difícil de controlar el caudal de  $\text{CO}_2$  a lo largo del experimento. El flujo reportado para la muestra B fue muy bajo ( $< 0.1$  ml/min), ya que ésta corresponde a una muestra prácticamente impermeable. Por otro lado, a pesar de que la temperatura del núcleo se mantuvo constante ( $90$  °C) durante todo el experimento; cuando el gas de entrada ( $28 - 30$  °C) finalmente sale de la celda, éste reporta una temperatura de tan sólo  $40$  °C, es decir, el del  $\text{CO}_2$  dentro del núcleo no fue lo suficientemente grande como para que exista un intercambio de calor eficiente.



Cabe mencionar, que estos tapones de arenas fueron saturados con 20 % de agua destilada, por lo que las reacciones químicas de equilibrio que ocurre entre el CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>O, son las siguientes:



Reacciones de disociación del H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>:



El efecto neto del CO<sub>2</sub> en el equilibrio del agua pura, es el de disminuir el pH, debido a la formación del H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> que al disociarse libera iones H<sup>+</sup>. La cantidad de CO<sub>2</sub> disuelta en el agua intersticial de los sedimentos depende de un complejo balance entre la composición inicial del agua, la composición mineralógica de los sedimentos, la velocidad de mezcla entre los fluidos y la actividad de microorganismos presentes en los sedimentos.

#### 4.4.4.1 Caracterización petrofísica y mineralógica de las muestras

Los valores de porosidad, permeabilidad y volumen poroso después de la inyección continua de CO<sub>2</sub> son muy similares a los obtenidos inicialmente como se observa en la tabla 25, con ligeras variaciones posiblemente producto de errores de medición.

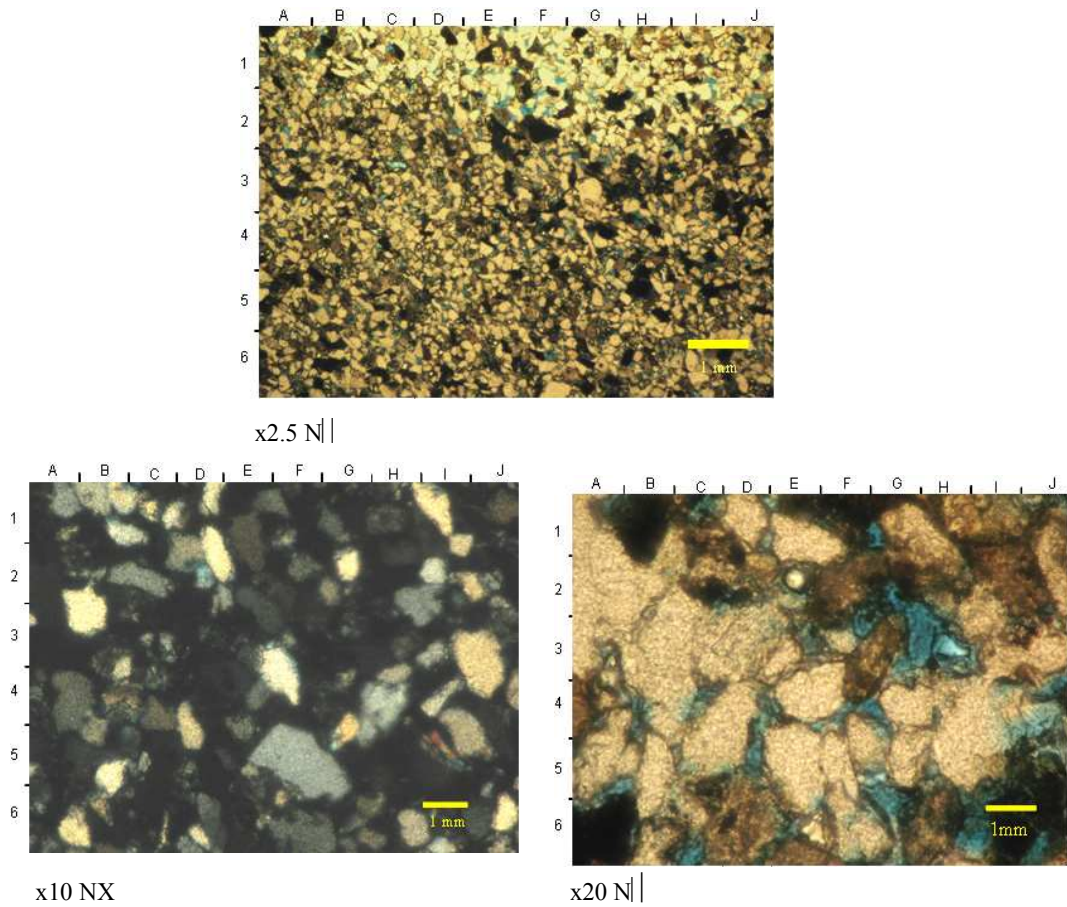
**Tabla 25:** Resultados de porosidad y permeabilidad antes y después de la inyección (prueba dinámica)

Muestra	Antes de la inyección de CO <sub>2</sub>			Después de la inyección de CO <sub>2</sub>		
	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Volumen poroso (%cc)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Volumen poroso (%cc)
A	22.56	55.16	5.82	21.40	50.26	5.57
B	9.06	0.003	1.79	6.15	0.001	1.20
D	23.41	14.97	6.09	22.68	14.89	5.92

Error ± 0.1% porosidad y 0.01% permeabilidad

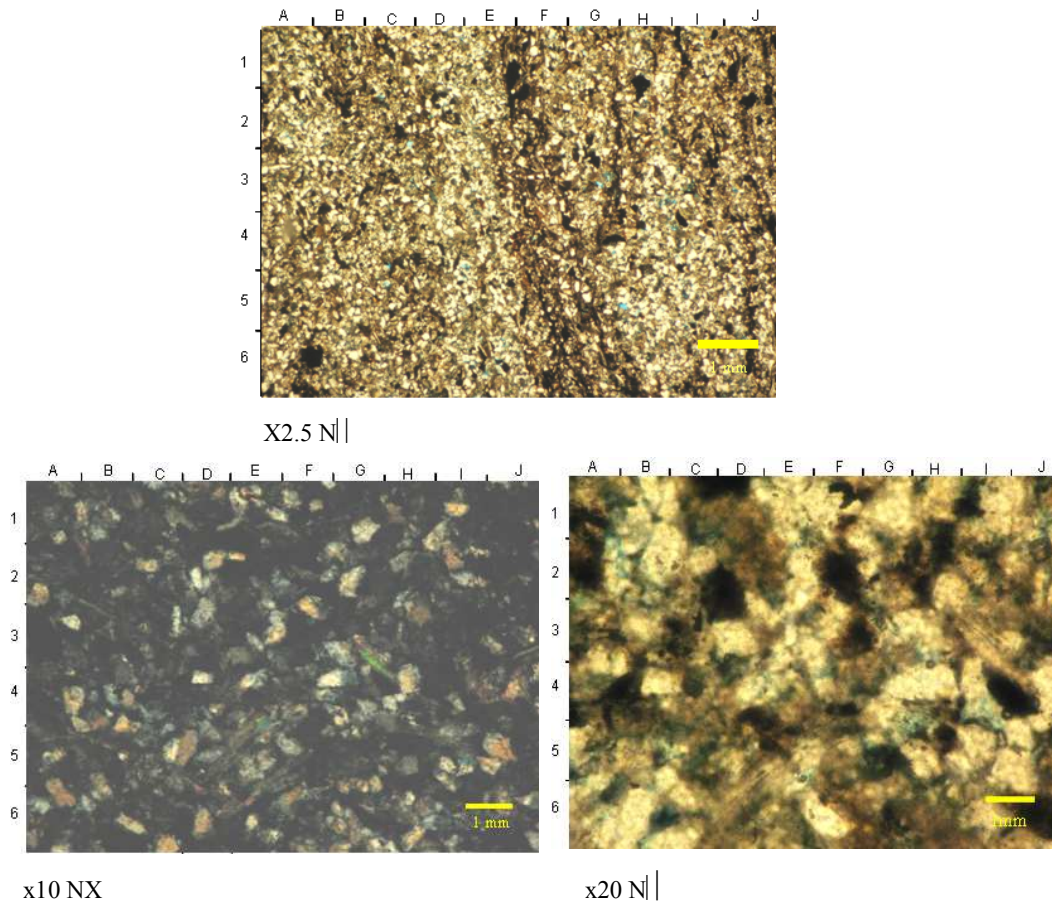
Una vez realizado las pruebas de interacción dinámica gas-roca, las muestras fueron igualmente caracterizadas mediante secciones finas (petrografía), DRX y MEB.

Los análisis petrográficos mostrados en las figuras 82, 83 y 84 indican que no existen cambios significativos en la composición mineralógica de las muestras. De acuerdo a la clasificación de Pettijohn *et al* (1987), la muestra A (figura 82) sigue correspondiendo a una Wacka Cuarzosa constituida principalmente por cuarzo, fragmentos líticos y matriz arcillosa; además presenta feldespato de potasio, glauconita, micas y caolinita en menor proporción. La caolinita se puede observar claramente en la foto de MEB (figura 85).



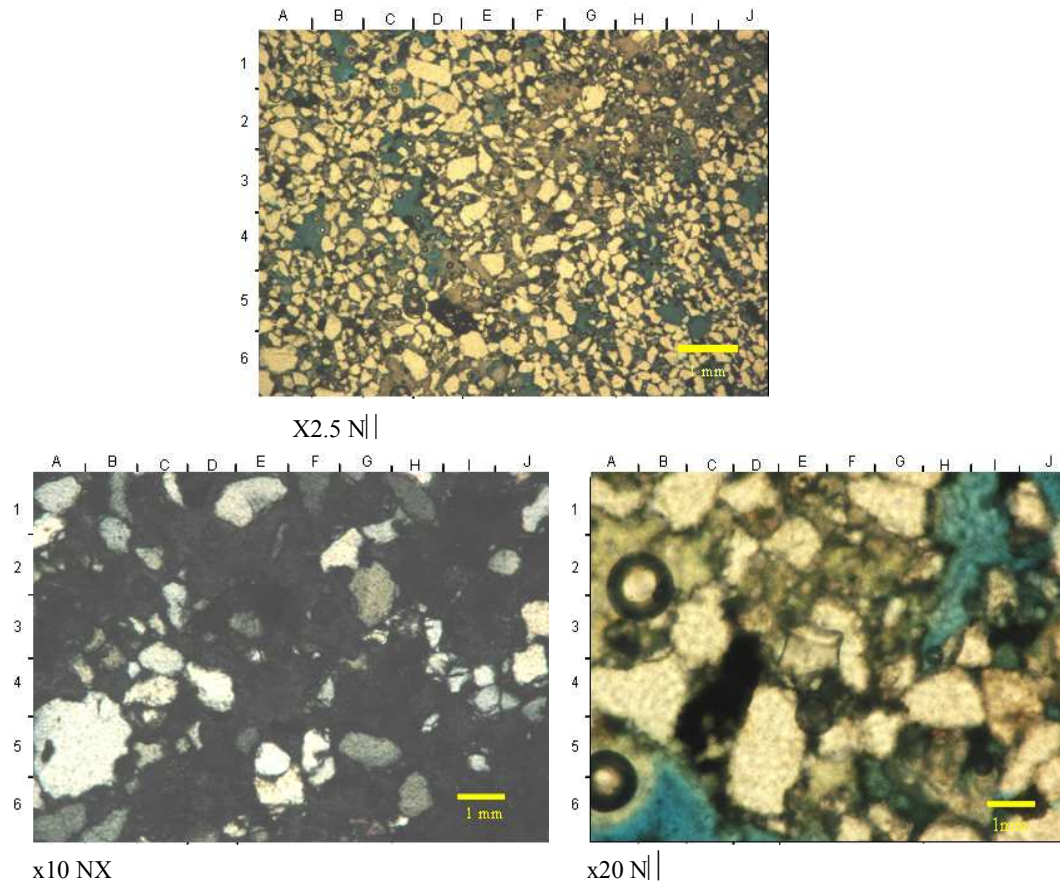
**Figura 82:** Fotomicrografías de la muestra A (prueba gas-roca dinámica).

La muestra B (figura 83) corresponde a una Sublitarenita, es una arenisca de granos muy finos constituida principalmente por cuarzo, fragmentos de roca y matriz arcillosa. También se observó feldespatos potásico, pirita, hematita y micas.



**Figura 83:** Fotomicrografías de la muestra B (prueba gas-roca dinámica).

Finalmente, la muestra D (figura 84) corresponde a una Sublitarenita constituida principalmente por cuarzo, fragmentos de rocas y matriz arcillosa. También presenta feldespato potásico, micas y glauconita la cual origina oclusión de la porosidad.



**Figura 84:** Fotomicrografías de la muestra D (prueba gas-roca dinámica).

Los análisis para las tres muestras después de la inyección  $\text{CO}_2$  indican que a simple vista no parece haber afectado las características de la roca, lo cual sugiere que no se vería modificada la permeabilidad de la misma si se almacena  $\text{CO}_2$ .

De los resultados obtenidos por DRX, no se observa ninguna diferencia mineralógica después de la inyección de  $\text{CO}_2$ , como se muestra en la tabla 26.

**Tabla 26:** Resultados de DRX (roca total) prueba gas-roca dinámica.

Mineral	Muestra A		Muestra B		Muestra D	
	Arena sola	Arena con CO <sub>2</sub>	Arena sola	Arena con CO <sub>2</sub>	Arena sola	Arena con CO <sub>2</sub>
Cuarzo	67	78	54	52	91	88
Feldespato-K	-	2	5	5	-	-
Feldespato-Na	16	15	12	12	-	-
Dolomita	-	-	-	-	1	2
Siderita	1	-	2	-	1	-
Min. Arcillas	16	13	27	31	7	10

Los resultados de DRX para mineralogía de arcillas, muestran que los porcentajes de las mismas son iguales al de las muestras iniciales (tabla 27), pequeñas discrepancias son debidos a la forma de cuantificación de las muestras.

**Tabla 27:** Resultados de DRX (mineralogía de arcillas) prueba gas-roca dinámica.

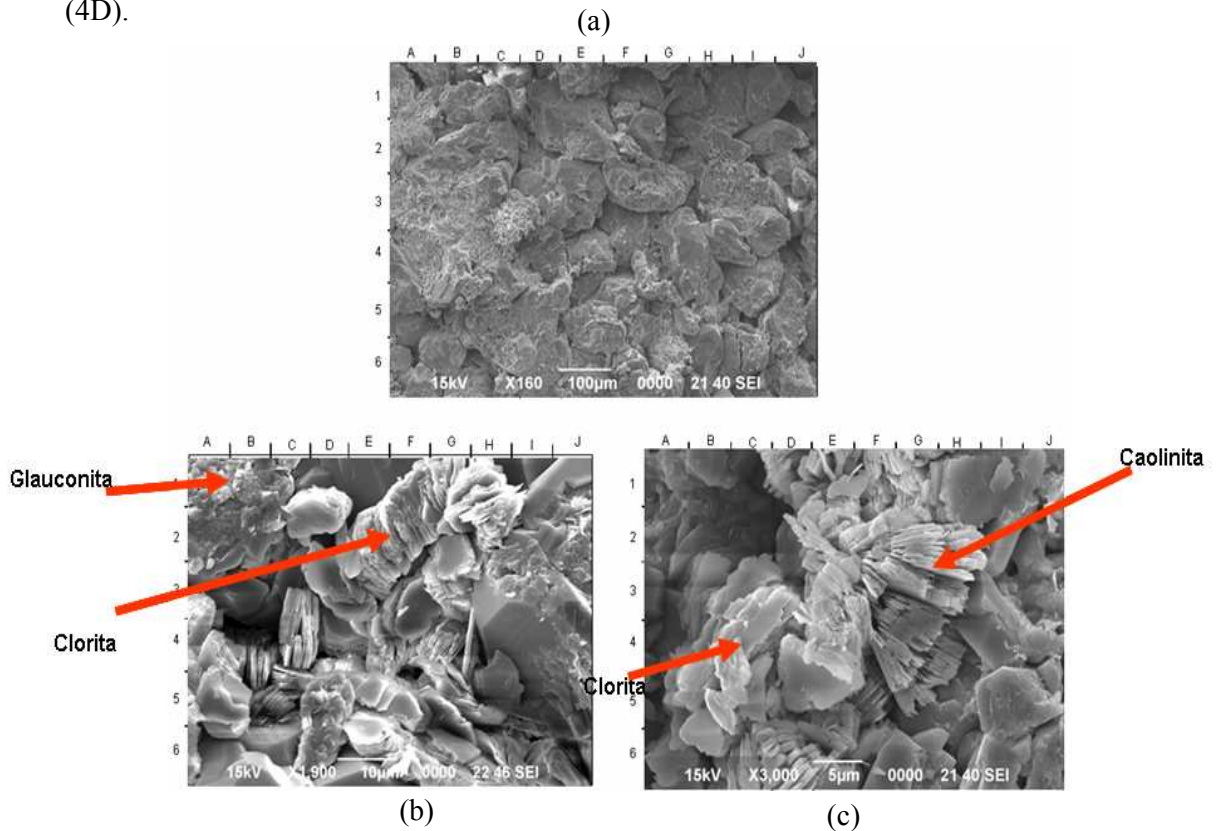
Arcillas	Muestra A		Muestra B		Muestra D	
	Arena sola	Arena con CO <sub>2</sub>	Arena sola	Arena con CO <sub>2</sub>	Arena sola	Arena con CO <sub>2</sub>
Caolinita	44	44	-	-	41	45
Clorita	18	15	20	16	41	40
Ilita	20	21			2	5
Caolinita mas clorita	-	-	70	74	-	-
Ilita/esmectita	18	20	10	10	16	10

La determinación y estudio de la precipitación de los minerales de arcillas dentro de las areniscas es de gran importancia, ya que incluso la presencia de pequeñas cantidades de ellas tienen un gran efecto sobre la permeabilidad, porosidad y otras propiedades de la roca, pudiendo reducir seriamente su potencial como reservorio.



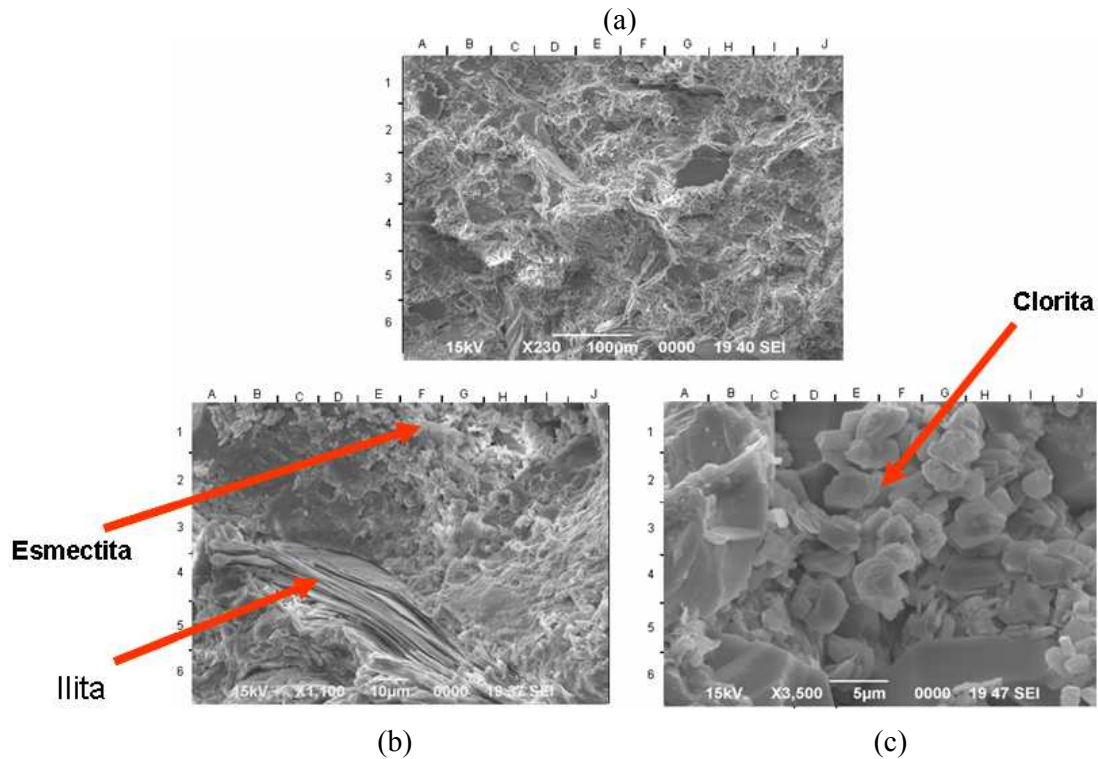
Los minerales de arcillas pueden encontrarse como forros o envoltorios alrededor de los granos detríticos delineando los poros. Estos forros o envoltorios pueden estar bien desarrollados en algunas areniscas, llegando a alcanzar espesores de hasta 50 micras. Por lo general, este tipo de precipitación es temprana y tiene una gran importancia porque puede inhibir la cementación posterior de otros compuestos (cuarzo, calcita, etc), preservando así, la porosidad de la roca y manteniendo por lo tanto, la calidad como reservorio (Heald y Larese, 1974; Tucker, 1981).

Por otra parte, en la figura 85 se muestran las MEB para la muestra A; la figura 85-a corresponde a una foto general a 100  $\mu\text{m}$ , donde se observan los granos de cuarzo, algunos recubiertos por arcillas y glauconita (3C). En la foto 85-b se observan bien delineadas las caras de los granos de cuarzo (3H), clorita (2F) y glauconita (1A), mientras que en la foto 85-c se observa la caolinita (3G) y clorita (4D).



**Figura 85:** Fotos de MEB de la muestra A (prueba dinámica).

En la muestra B (figura 86) se observa en 86-a una foto general de la muestra, en la foto 86-b se observa esmectita (2F) e illita (4D), y en la foto 86-c se observa clorita (posiblemente rica en Fe).



**Figura 86:** Fotos de MEB para la muestra B (prueba dinámica).

Por último, en la figura 87 se muestran las fotos obtenidas en MEB para la muestra D. En la foto 87-a se observa la foto general de la muestra a 100µm, en la foto 87-b se observa caolinita (4A) y esmectita (rica en magnesio) (1C), las cuales se ven ampliadas en la foto 87-d. En la foto 87-c se observa esmectita (montmorillonita) dispuesta sobre un grano de cuarzo.



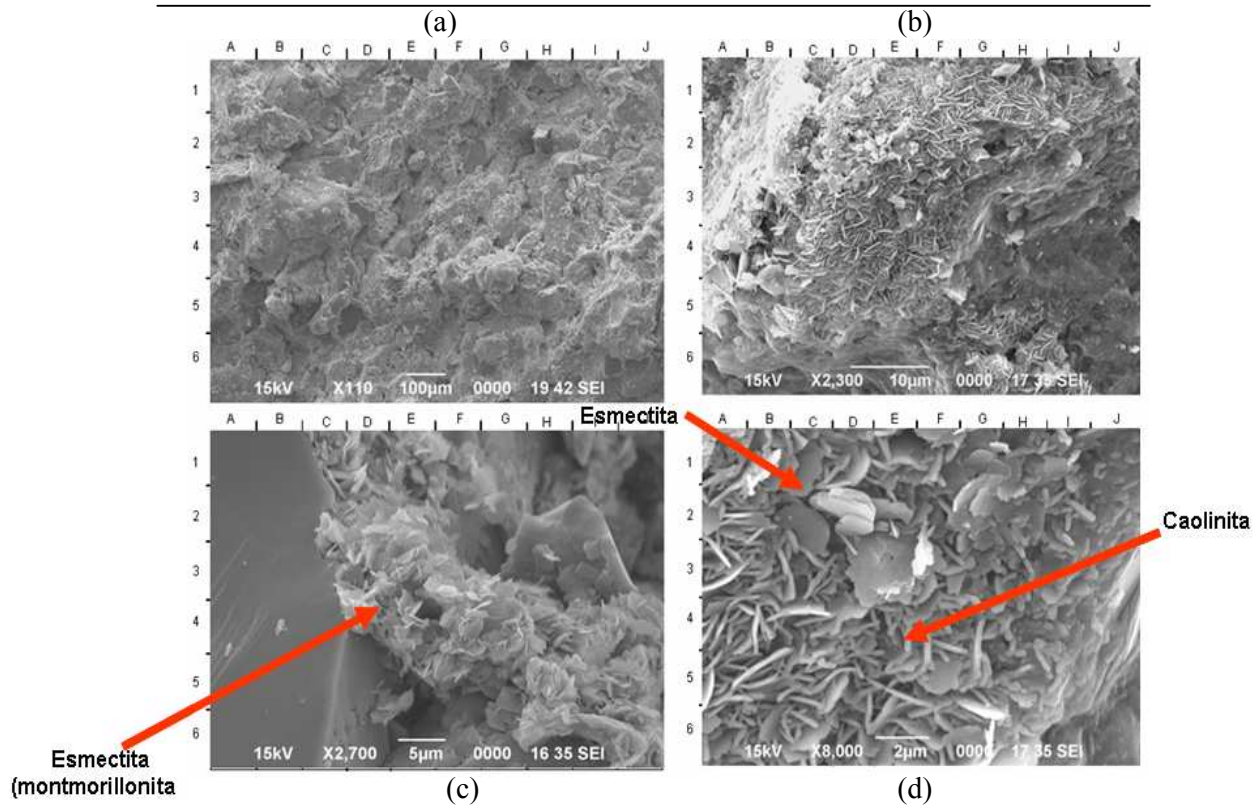


Figura 87: Fotos de MEB para la muestra D (prueba dinámica).

Al igual que los resultados obtenidos en las pruebas estáticas, los análisis para las tres muestras después de la inyección CO<sub>2</sub> indican que a simple vista no parece haber afectado las características de la roca. Es importante destacar que después de la inyección de CO<sub>2</sub> la caolinita no se disgregó como se puede observar en las fotos de MEB, por lo menos bajo las condiciones utilizadas de las pruebas establecidas en este trabajo, esto sugiere que la permeabilidad de la roca no se ve afectada si se almacena CO<sub>2</sub>.

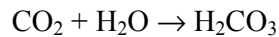
Para Pettijohn *et al.* (1973) una de las alteraciones más sorprendentes que le ocurren a los feldespatos es la “caolinitización”, de acuerdo a su evidencia petrográfica es posible observar un grano de feldespato compuesto enteramente de agregados de pequeños cristales en forma de “libritos” y “lombrices” de caolinita (figura 87-d).

Para esta alteración se necesitan condiciones ácidas y contenidos bajos de sólidos disueltos, incluyendo contenidos bajos de K<sup>+</sup> y H<sub>4</sub>SiO<sub>4</sub>; es decir, condiciones de

aguas subterráneas de origen meteórico. Otras alteraciones comunes de los feldespatos son a minerales de arcillas del tipo esmectita, illita/esmectita e illita (Sandoval, 2000).

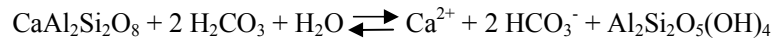
#### 4.4.4.2 Mineralización del CO<sub>2</sub>

De acuerdo a la bibliografía, es posible que el CO<sub>2</sub> disuelto en el agua pueda desencadenar una serie de procesos hidrolíticos:

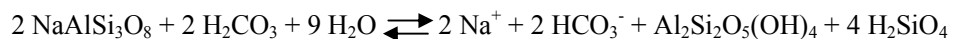


El ácido carbónico así formado, puede reaccionar con los feldespatos, induciendo la formación de minerales del grupo de la arcilla. A continuación, se muestra este tipo de reacciones con tres ejemplos conducentes a la formación de caolinita, Al<sub>2</sub>Si<sub>2</sub>O<sub>5</sub>(OH)<sub>4</sub>.

##### 1) Hidrólisis de anortita (plagioclasa cálcica)



##### 2) Hidrólisis de la albita (plagioclasa sódica)



##### 3) Hidrólisis de la ortoclasa (feldespato potásico)



En un estudio realizado por Wawersik et al. (2001) para determinar las fases secundarias formadas en el sistema plagioclasa-CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O, se asume la siguiente reacción cuando la anortita es el mineral reactivo:



## CAPITULO V

### CONCLUSIONES

#### Evaluación de las fuentes de emisión de CO<sub>2</sub>

- El CO<sub>2</sub> obtenido de la combustión es principalmente emitido en los hornos, calderas y compresores a gas.
- El CO<sub>2</sub> *in-situ* asociado en los yacimiento de petróleo debe ser removido de las corrientes de producción de crudo/gas asociado de acuerdo a la nueva normativa de ENAGAS, será mayormente emitido en el oriente de Venezuela, específicamente en el área de San Joaquín, estado Anzoátegui.

#### Estudio geológico

Arenas: VEC2, VEE1 y VEEF1

Pozos: RG-3, RG-6, RG-10, RG-65, RG-88, RG-92, RG-94, RG-95, RG-108 y RG-231

- La estructura del campo Santa Rosa es la de un anticlinal asimétrico cuyo eje tiene un rumbo N45E, cuyo origen está asociado al corrimiento de Anaco, y afectado por fallas normales en su flanco noroeste, que hacen que este tenga un buzamiento suave en esta dirección.
- Por las características de facies y su relación con sus lutitas suprayacentes e infrayacentes, la porosidad y permeabilidad indican que el mejor intervalo para almacenar CO<sub>2</sub> con la información disponible a la fecha, es la arena VEC2.
- Los mapas isópacos indican que los espesores promedios de las arenas VEC2, VEE1 y VEEF1 son de 13', 23' y 17', respectivamente.

- El volumen factible de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en las arenas VEC2, VEE1 y VEF1, bajo condiciones actuales de presión y temperatura del yacimiento (700 lpc y 90 °C), corresponde respectivamente a 5103, 9705 y 1669 MMPC.
- Los paquetes de lutitas infrayacentes y suprayacentes a las arenas estudiadas (VEC2, VEE1 y VEF1), poseen espesores promedio entre 100' y 200', condición favorable para garantizar un sello efectivo cuando se decida realizar un almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.
- El estudio petrofísico mostró que estas arenas presentan valores de porosidad entre 15 y 20 % y permeabilidades de hasta 40mD. Las condiciones petrofísicas garantizan de que en estas arenas se puede almacenar CO<sub>2</sub>, además, que las mismas están aislada por grandes paquetes de lutitas, condición necesaria para que este gas quede aislado en el subsuelo.
- Las fallas pueden afectar las condiciones de sello, específicamente la de los pozos RG-10, RG-3 y RG-6, ya que se encuentran más cerca de éstas, cualquier movimiento podría originar fuga de CO<sub>2</sub>, si éstas no son lo suficientemente sellantes. El resto de los pozos estudiados no se verían afectados, ya que se encuentran más distantes de la fallas.
- De la gráfica obtenida del registro espectral se tiene que las arcillas predominantes en el Miembro Verde son la esmectita y la clorita.

### **Caracterización petrofísica y mineralógica de las muestras**

Arena: VEC2

Muestras: A (pozo RG-3 a 5506'5'' de profundidad)

D (pozo RG-6 a 6254'9'' de profundidad)

E (pozo RG-6 a 6257'8'' de profundidad)

- La muestra A se clasifica como una Wacka cuarzosa, las muestras D y E corresponden a una Sublitarenita, para las tres muestras la redondez es de subredondeado a subangular, con un escogimiento y grado de compactación moderado, los principales constituyentes de estas arenas son cuarzo, feldespatos (plagioclasas y feldespato de potasio) y minerales del grupo de las arcillas.
- Las porosidades de las tres muestras son similares (aproximadamente 22 %), sin embargo, los valores de permeabilidad varía de la siguiente manera: 16.8 mD (muestra D), 57.1 mD (muestra A) y 87.6 mD (muestra E).
- Bajo las condiciones utilizadas en las pruebas de laboratorio, los análisis de DRX y MEB no sugieren cambios significativos en las muestras; es decir, a simple vista no parece haber afectado las características de la roca.

#### **Caracterización física y química de las muestras**

- Los resultados del TGA evidenciaron la pérdida de agua fisorbida entre 60 y 80 °C y pérdida de agua ocluida o débilmente enlazada a la estructura de los minerales a partir de 120 °C.
- Los análisis de adsorción de N<sub>2</sub> mediante la técnica BET refieren a estas muestras como un sólido mesoporoso, con tamaños de poro entre 128 – 143 Å.
- No se observaron cambios significativos en los parámetros de área superficial, volumen y tamaño de poro en las muestras posterior a su inyección de CO<sub>2</sub>, sólo un pequeño aumento de las arenas impregnadas con las aminas, así como tampoco en su composición mineralógica.

### **Interacción roca fluido**

Muestra A: arena VEC2, pozo RG-3, profundidad de 5506'5''

Muestra D: arena VEC2, pozo RG-6, profundidad de 6254'9''

Muestra B: arena VEE1, pozo RG-3, profundidad de 5691'7''

#### *Prueba estática gas - roca*

- Los ensayos estáticos de gas-roca en los autoclaves indicaron que la adsorción del CO<sub>2</sub> en estas arenas, presentaron valores intermedios de capacidad de adsorción con respecto a los obtenidos con el N<sub>2</sub> y las arenas impregnadas con aminas.
- Con la técnica de desorción a temperatura programada (TPD) se comprobó que el CO<sub>2</sub> puede ser adsorbido en la interfase que existe entre la superficie de las arenas y el CO<sub>2</sub>. El tipo de adsorción que ocurre inicialmente es fisisorción, sin embargo, sometiendo las muestras a mayores temperaturas se observó que también ocurre quimisorción.

#### *Prueba dinámica gas – roca*

- Al igual que en el ensayo estático, no se observaron cambios significativos en la mineralogía, porosidad, permeabilidad y volumen poroso de las muestras posterior a su inyección de CO<sub>2</sub>.
- De los resultados de DRX y MEB antes y después de la inyección de CO<sub>2</sub> sugieren que no parece haber afectado las características de la roca. Condición favorable para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, ya que la permeabilidad de la roca no variaría

## **CAPITULO VI**

### **RECOMENDACIONES**

- Por la tendencia del CO<sub>2</sub> a migrar a las partes más altas de la estructura, se propone analizar cuáles son las localizaciones más apropiadas para la inyección; es decir, si es conveniente inyectar en un flanco de la estructura o si es conveniente la inyección en el tope de ésta.
- Evaluar si en presencia de agua, cómo afecta la interacción del CO<sub>2</sub> con algunos minerales como la clorita en medios relativamente ácidos y si puede transformarse en ciertos tipos de geles y afectar la permeabilidad de la roca.
- Analizar el impacto de la inyección de CO<sub>2</sub> en una formación (como lo son las arenas del Miembro Verde de la Formación Oficina) ya drenada pero con altas saturaciones de agua en la actualidad.
- Hacer una prueba piloto de inyección en algún pozo del área bajo las condiciones actuales, para observar como el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> evoluciona.
- Evaluar que tipo de revestimiento debe tener el pozo inyector para que no sea afectado por los ácidos generados cuando se combina con CO<sub>2</sub> y con agua en la formación.
- Realizar una caracterización hidrogeológica e hidrogeoquímica, para evaluar la interacción entre el agua de formación y el CO<sub>2</sub>.
- Profundizar en los estudios de reactividad química, con promotores que promuevan la fijación irreversible de CO<sub>2</sub> en las diferentes arenas.



- Realizar pruebas de interacción roca – fluido con muestras de minerales puntuales como del grupo de los feldespatos (ortosa y plagioclasas) y diferentes arcillas, como clorita y glauconita por ser minerales que suelen ser inestables, para hacer una evaluación independiente de estos al estar en contacto directo con el CO<sub>2</sub>.
- Realizar pruebas a escala de laboratorio de interacción roca-gas en condiciones supercríticas de CO<sub>2</sub> (31 ° C y 1070 lpc) ya que bajo estas condiciones el gas ocupa menos espacio y es posible almacenarlo; además, de evaluar si la roca almacenadora sufre algún cambio en su mineralogía y propiedades petrofísicas.

Por último, es importante destacar que recientemente se están iniciando los estudios en este ámbito por lo que se debe ahondar aun más, hay muchos parámetros que hay que poner a punto para profundizar un poco más en esta línea de investigación.

**CAPITULO VII**

**BIBLIOGRAFIA**

- Anselmo. A., Rolo. H., Delgado. N., Santana. R., Sena. A y Sánchez. J (2001). *Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero en la IPPCN negocio exploración, producción y mejoramiento (EPM)*. PDVSA-Intevep. P 8-15.
  
- Balat. H and Cahide. Oz (2007) *Technical and economic aspects of carbon capture and storage-a review*. Energy Exploration & Explotation, Volumen 25, número 5. P 357-392.
  
- Bennaceur. K., Gupta. N., Monea. M., Ramakrishnan. T.S., Randen. T., Sakurai. S y Whittaker. S (2005) *Captación y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>: Una solución al alcance de la mano*. Oilfield Review. P 48-65.
  
- Bernys. J., Zamora. L., Antúnez. S., Chiquito. F., Herrera. A ., Rodríguez. F., Romero. O., Suárez. O., Milán. M., García. F., Benzaquén. F., Talarico. P., Flores., Camacho. C., Escandón. L., Larrauri. K., Rampazzo. M., Ustáriz. J., Méndez. E., Cazier. E., Cunningham. B y Torres. H (1997) *Yacimientos de Hidrocarburos en Venezuela*, en WEC (1997) *Evaluación de pozos*. Schlumberger Ed. Capitulo II.
  
- Cabrera, F (2004) *Sinergia entre los tratamientos líquidos de secuestrantes H<sub>2</sub>S y la deshidratación del gas natural con trietilenglicol (TEG) y sus efectos de corrosión*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. 118 p.
  
- Cano, J (2007) *Síntesis y caracterización de nano-partículas de sílice empleando vía sol-gel*. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Los Andes. Mérida. 96 p.

- Di Croce, J.; Bally, A. W. & Vail, P. (1999) *Sequence stratigraphy of the eastern Venezuelan basin*. En: MANN, P. (Editores). Elsevier Science B. V., Amsterdam. P. 419-476.
  
- Doveton, HJ (1991). *Geological application of the Spectral Gamma Ray Logging Tool in Kansas*. AAPG Mid Continent meeting. Kansas, Resúmenes.
  
- Escobar, F. (2004) *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. 1era Edición: Editorial Sociedad Colombiana. 348 p.
  
- Fernández, C (2008) *Consejera de la Comisión Nacional de Energía*. Fundación Entorno. <http://www.fundacionentorno.org/noticias/index.asp?cid=12142&mode=default> [Consulta: 2008, Junio 23].
  
- Fernández, M y Alcaraz, A (2001) *Gasificación Integrada a Ciclos Combinados*. Boletín IIE. <http://www.iie.org.mx/2001f/art4.pdf>. [Consulta: 2008, Mayo 20].
  
- Folk, R L (1980) *Petrology of Sedimentary Rocks*. Memphis's. Ed. Austin. 170 p
  
- Funkhouser. H, Sass. L y Hedberg. H (1948) *Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela*. Documento patrocinado por Petróleos de Venezuela, S.A. Editado por el Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (CIEN) P 1870-1872.
  
- Funkhouser. H; L. S. Saas y H. D. Hedberg (1948). *Santa Ana, San Joaquín, Guarío and Santa Rosa oil fields ( Anaco fields) central Anzoátegui, Venezuela*. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull 32 (10). P 1851-1908.
  
- García, J (2005) *Estudio Integrado de Remoción de CO<sub>2</sub> en Campos de Gas Libre*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 98 p.
  
- *Geologic Storage of Carbon Dioxide (2008)*. Staying Safely Underground. Programa IEA Green House Gas R&D.

- González de Juana. C, Iturralde. J y Picard. X (1980) *Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas*. Tomo II. 1013 p.
- Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático (IPPC) (2005) *La Captación y almacenamiento del Dióxido de Carbono*.
- Hangx. S y Spiers. C (2008) *Reaction of plagioclase feldspars with CO<sub>2</sub> under hydrothermal conditions*. Referencia CHEMGE 15605. 41p.
- Heald, M y Larese, R (1974) *Influence of coatings on Quartz cementation*. Jour. Sed. Petrol., 44 (4) P 1269-1276.
- Hedberg, H. (1937) *Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela*. Documento patrocinado por Petróleos de Venezuela, S.A. Editado por el Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (CIEN), P 1193-1194.
- Hedberg, H y Pyre, A (1944) *Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela*. Documento patrocinado por Petróleos de Venezuela, S.A. Editado por el Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (CIEN) P 12-12.
- Hedberg, H., Sass, L y H. J. Funkhouser (1947) *Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela*. Documento patrocinado por Petróleos de Venezuela, S.A. Editado por el Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (CIEN). P 2107-2108.
- Henríquez, M (2008) *Evaluación de las propiedades fisicoquímicas del crudo SBC-104 y del gas asociado en presencia de gases no convencionales simulando un proceso de recuperación mejorada*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 148 p.
- Hernández, N (2008) *Captura y remoción de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a partir del gas natural*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas 95 p.

- <http://pdv.com/lexico/oriente> [Consulta: 2008, Mayo 13].
- [http://www.pnuma.org/noticias\\_diarias.php?fecha=2008-05-06#36](http://www.pnuma.org/noticias_diarias.php?fecha=2008-05-06#36) [Consulta: 2008, Mayo 13].
- <http://www.cosmos.com.mx/j/tec/447j.htm?search=monoetanolamina> [Consulta: 2009, Enero 7].
- <http://www.cosmos.com.mx/i/tec/crnq.htm?search=dietanolamina> [Consulta: 2009, Enero 7].
- Kalpakci. B., Magri. N.F., Ravenscroft. P.D. y McTeir. M. (1995) *Migration of Reservoir Souring-Decision Process*. SPE 289447.
- Mapas de Venezuela. [www.avenezuela.com/mapas/map/html/cuencaspetrolifer](http://www.avenezuela.com/mapas/map/html/cuencaspetrolifer). [Consulta: 2008, Mayo 28].
- Martínez, M. (2001) *Endulzamiento del gas natural*. Volumen IV. Ingenieros consultores y asociados, C.A. P 284.
- Martínez, R. (2007) *Almacenamiento de CO<sub>2</sub>*. I jornada cenit CO<sub>2</sub> sobre captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Dirección de Recursos Minerales y Geoambiente. Grupo de Almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Madrid.
- Metz. B., Davidson. O., De Coninck. H., Loos. M y Meyer. L (2005) *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono*. Informe especial del IPCC. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático ISBN 92-9169-319-7. P 30-35.
- National Energy Technology Laboratory. Publications New Realse (2005) DOE-backed Consortium Delivers Six New Commercially-Ready "Stripper Well" Technologies [http://204.154.137.14/publications/press/2005/tl\\_stripper\\_well.html](http://204.154.137.14/publications/press/2005/tl_stripper_well.html) [Consultado: 2008, Mayo 26].

- Millán., E (2005) *Estudio de factibilidad proyecto piloto de inyección de CO<sub>2</sub> supercrítico*. PDVSA Gas Anaco.
  
- Parnaud. F., Gou. Y., Pascual. J., Truskowski. I., Gallango. O. y Passalacqua. H. *Petroleum geology of the central part of the eastern Venezuela Basin*. In: *Petroleum basins of South America*. Tankard, Suarez and Wesink (eds). AAPG Memoir 62. 741-756.995 p.
  
- 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.
  
- Peña, R (2007) *Caracterización geológica de la Formación San Antonio de edad Cretácea, del Campo Santa Rosa perteneciente al Área Mayor de Anaco, estado Anzoátegui*. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Núcleo Bolívar. 178 p.
  
- Pettijohn. F.J., Potter., R. Siever (1973) *Sand and Sandstones*. Springer Verlag. New York. 618 p.
  
- PDVSA Gas (2006) *Revisión estática yacimiento VEF1 RG-4.Campo Santa Rosa*. Estudios Integrados de Anaco. Puerto La Cruz. Informe Técnico.
  
- PDVSA Gas (2008) *Mesa de trabajo de las unidades de planificación para el manejo del gas Oriente*. Mesa de trabajo caso CO<sub>2</sub>. Gerencia de planificación estratégica.
  
- PDVSA Intevep (2001) *Evaluación petrolífera del pozo RG 231 FMS Merecure, Vidoño, San Juan y San Antonio. Campo Santa Rosa*. LIC Santa Rosa. Informe Técnico.
  
- Plummer, L. N. and Busenberg, E. (1982) *The solubilities of Calcite, Aragonite and Vaterite in CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O Solutions Between 0 and 90 °C, and an Evaluation of*

- Aqueous Model for the System CaCO<sub>3</sub>-CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O*. *Geochemical et Cosmochimica Acta*, 46: 1011-1040.
- *Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente* (2008). Oficina Regional para América Latina y el Caribe. PNUMA.
  - Rosenbauer. R and Koksalan. T. (2002) *Experimental Determination of the Solubility of CO<sub>2</sub> in Electrolytes: Application to CO<sub>2</sub> Sequestration in Deep-Saline Aquifers*. 2002 Denver Annual Meeting.
  - Sánchez, J., Cárdenas P., Zuleta X., Martelo M., Ovalles F (2005) *Primera Comunicación Nacional en Cambio Climático de Venezuela*. Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales. Caracas.
  - Sandoval, M (2000). *Diagénesis de areniscas*. UCV. Consejo de desarrollo científico y humanístico. 296 p.
  - Santos. A y Silva. R (2008) *Análisis del consumo de coque de petróleo en algunos sectores industriales*. *Información Tecnológica*. Vol 19 (2) 93-101p <http://www.scielo.cl/pdf/infotec/v19n2/art11.pdf>. [Consulta: 2008, Mayo 20].
  - Saylor. B., Matisoff. G y Morrison. P (2002) *Geologic and geochemical evaluation of the potential for CO<sub>2</sub> disposal in deep saline aquifers beneath Ohio*.
  - Schlumberger (1997) WEC 1997. *Evaluación de Pozos*. 377 p.
  - Schlumberger (1989) *Log interpretation charts*, Schlumberger Educational Services, Printed in USA. Second Printing.
  - Spycher. N., Pruess. K. and Ennis-King. J. (2003) *CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O Mixtures in the Geological Sequestration of CO<sub>2</sub>. I: Assessment and Calculation of Mutual Solubilities from 12 to 100 °C and up to 600 barr*. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 67(16): 3015-3031.

- Suárez, I (2007) *Transporte y Almacenamiento del CO<sub>2</sub>*. Instituto Geológico y Minero de España (IGME).
- Tucker, M.E (1981) *Sedimentary petrology. An introduction*. Blacwell Sci. Pub.,252 p.
- Wawersik. W., Rudnicki. J., Dove. P., Harris. J., Logan. J., Pyrak. L., Orr. J., Ortolera. P., Richter. F., Warpinski. N., Wilson. J., Wong. T (2001) *Terrestrial sequestration of CO<sub>2</sub>; an assesment of research NEEDS*. Adv. Geophys. 43. P 97-177.
- Webb. P y Orr. C (1997) *Analytical methods in fine particle technology*, Cap 3. Micromeritics Instrument Corporation. USA.
- Wikipedia. *La enciclopedia libre. Impacto Ambiental de la Industria del Cemento*[http://es.wikipedia.org/wiki/Impacto\\_ambiental\\_potencial\\_de\\_la\\_industria\\_del\\_cemento](http://es.wikipedia.org/wiki/Impacto_ambiental_potencial_de_la_industria_del_cemento). [Consulta: 2008, Mayo 20].
- Yoris, F. y M. Ostos (1997) *Geología de Venezuela. Historia de la exploración petrolera de Venezuela*. En WEC 1997 *Evaluación de Pozos*. Schlumberger Ed. Capitulo I. pp. 1-44.



