

**DEFINICIÓN DE UN MODELO ESTÁTICO  
PARA LAS FORMACIONES BARCO Y CATATUMBO,  
CAMPO SARDINATA, CUENCA CATATUMBO, COLOMBIA.**

**MAYERLY NÚÑEZ TRIGOS  
JOSÉ LUIS SAAVEDRA AHUMADA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2006**

**DEFINICIÓN DE UN MODELO ESTÁTICO  
PARA LAS FORMACIONES BARCO Y CATATUMBO,  
CAMPO SARDINATA, CUENCA CATATUMBO, COLOMBIA.**

**MAYERLY NÚÑEZ TRIGOS  
JOSÉ LUIS SAAVEDRA AHUMADA**

**TESIS DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE GEÓLOGO**

**MARCO IDELFONSO ÁLVAREZ BASTOS**  
Ph.D. EN GEOLOGÍA  
**DIRECTOR-UIS**

**MIGUEL DANILO MOLINA BOHÓRQUEZ**  
Ms.C EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS  
**DIRECTOR-ICP**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA**

**2006**

## DEDICATORIA

*A Dios, por ser la fuerza que me ha guiado en todos los momentos de mi vida; a mi madre Nora por haber sido un ejemplo de fortaleza y a quien le debo la mujer que soy; a mi padre Gustavo, porque a pesar de no estar a mi lado en cuerpo, aún siguen vivas sus enseñanzas, y a Marco por su apoyo y amor incondicional.*

**Mayerly**

*A Dios por haber sido la única luz en los momentos difíciles, a mis padres José David y Rosa Iscela por su apoyo incondicional y por compartir conmigo un poco de su inmensa sabiduría, a mis hermanos Stephanie y Steven por su constante motivación, a mis amigos en Barranquilla y en Bucaramanga por sus consejos y a Elis y Ana Maria por haberme acompañado en todo el transcurso de mi carrera.*

**José Luís**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus más sentidos agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander, la cual a través de su Escuela de Geología y su cuerpo docente, contribuyó con nuestra formación como personas y profesionales comprometidos con el desarrollo de nuestro país.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) quien proporcionó los medios para la realización de este proyecto y por habernos dado la oportunidad de poner nuestros conocimientos a sus servicios.

Al Geólogo. Ph.D. Marco I. Álvarez B, coordinador de la carrera de Geología y director de este proyecto por su asesoría y sugerencias durante el desarrollo de la tesis.

Al Geólogo Magíster en Hidrocarburos UIS. Miguel Danilo Molina, Codirector del proyecto por parte del ICP, quién colaboró durante las etapas de ejecución y revisión del presente trabajo.

Al Ingeniero MSc. Aníbal Ordóñez Rodríguez, Codirector del proyecto por parte del ICP por la ayuda prestada para acceder a los medios necesarios para el desarrollo del proyecto.

Al Geólogo Clemente Delgado Abril, Geólogo Outsourcing del ICP, por sus asesorías en el proyecto.

A los Ingenieros Anker Duarte Duarte, Luis Eduardo García Rodríguez y Pastor Mendoza de ANSALL Ltda., por la colaboración en el modelo petrofísico del proyecto.

Al Geólogo MSc. Iván Darío Olaya López, Geólogo de HOCOL S.A por su valiosa colaboración durante el comienzo de la tesis.

A todas las personas integrantes del Área de Estratigrafía y de la Oficina de Proyectos del ICP y en general, a todos los que colaboraron de una u otra manera durante la realización de esta tesis.

## RESUMEN

**TÍTULO:** DEFINICIÓN DE UN MODELO ESTÁTICO PARA LAS FORMACIONES BARCO Y CATATUMBO; CAMPO SARDINATA, CUENCA DEL CATATUMBO, COLOMBIA.\*

**Autores:** Núñez Trigos Mayerly; Saavedra Ahumada José Luís\*\*

**Palabras Claves:** Formación Barco, Formación Catatumbo, Modelo sedimentológico, Modelo Estructural, Modelo petrofísico, Modelo Estático.

Un modelo estático para las formaciones Barco y Catatumbo se desarrolló a partir de información de subsuelo como: núcleos, registros eléctricos de pozos, registros de dipmeter y líneas sísmicas; con el fin de especificar y determinar las características estratigráficas, estructurales y petrofísicas del campo Sardinata en la cuenca del Catatumbo, Colombia.

Para desarrollar un modelo estático del Campo Sardinata se realizó un modelo sedimentológico con el cual se definió un ambiente de depositación deltáico dominado por ríos e influenciado por mareas para la formación Barco. Se establecieron sucesiones de facies y se identificaron electrofacies con registros eléctricos para caracterizar la distribución espacial y temporal de los mejores reservorios de hidrocarburos en el campo. La realización del Modelo Estructural estableció un estilo estructural secundario definido por fallamiento inverso que involucra basamento. Adicionalmente, se generaron secciones transversales del campo y mapas estructurales en tiempo y en profundidad de las formaciones Barco y Catatumbo. El Modelo Petrofísico permitió corroborar por medio del amarre Roca – Registro y la determinación de las propiedades de porosidad y permeabilidad que los datos de Producción de los pozos del campo estaban en concordancia con los resultados obtenidos en el modelo Sedimentológico y Estructural.

La integración de los resultados obtenidos permitió definir los Canales Distributarios como la mejor roca reservorio y los Rellenos de Bahía, Bahía Interdistributaria y Margen de Bahía Interdistributaria como la roca sello, así como seguir su distribución espacial por todo el campo y ver como el fallamiento inverso presente afecta la distribución y continuidad de estos cuerpos, esto con el fin de optimizar el mecanismo de inyección – producción del campo.

---

\* Trabajo de Grado. Modalidad Investigación. Convenio de Cooperación Tecnológica 001 de 2003 UIS-ICP.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Geología. Directores: Geols. Marco I. Álvarez Bastos Ph.D. (UIS) y Miguel Danilo Molina Bohórquez (ICP)

## ABSTRACT

**TITLE:** DEFINITION OF A STATIC MODEL FOR THE BARCO AND CATATUMBO FORMATIONS; SARDINATA FIELD, CATATUMBO BASIN, COLOMBIA.\*

**Authors:** Núñez Trigos Mayerly; Saavedra Ahumada José Luís\*\*

**Key Words:** Barco, Catatumbo Formation, Sedimentologic Model, Structural Model, Petrophysical Model, Statical Model.

A static model for the Barco and Catatumbo formations was developed based on subsurface data such as: cores, electric logs, dipmeter logs and seismic lines. This data helped to specify and determine stratigraphic, structural and petrophysic characteristics of Sardinata field in the Catatumbo basin, Colombia.

In order to develop a static model of the Sardinata field, we generated a sedimentologic model that defined a deltaic environment dominated by rivers and influenced by tides for the Barco Formation. Facies succession and electrofacies were identified with cores and electric logs to characterize the spatial distribution of the best reservoirs of hydrocarbons in the field. The Structural Model established a secondary structural style defined by thrusting involving basement. Additionally, cross sections for the field and structural maps in time and in depth for Barco and Catatumbo formations were generated. The petrophysical model used Rock - Log ties to determine compatibility between porosity and permeability properties and production data and the agreement with results obtained from the Sedimentologic and Structural models.

Integration of the results allowed to define Distributary Channels as the best reservoir rocks and Interdistributary Bay, Interdistributary Bay Margin and Swamps as seals. It was also possible to follow spatial distribution of these deposits and to determine how thrust faults affect distribution and continuity of these bodies. This will help to optimize the injection - production mechanism of the field.

---

\* Undergraduate thesis. Research Work.

\*\* Physical Chemistry Engineering College. School of Geology. Advisors: Geols. Marco I. Álvarez Bastos Ph.D. and Miguel Danilo Molina Bohórquez.

## TABLA CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>1. GENERALIDADES</b> .....	<b>3</b>
<b>1.1 OBJETIVOS</b> .....	<b>3</b>
<b>1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA</b> .....	<b>3</b>
<b>1.3 CLIMA</b> .....	<b>4</b>
<b>1.4 HISTORIA DEL CAMPO</b> .....	<b>5</b>
<b>1.5 METODOLOGÍA</b> .....	<b>6</b>
<b>2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL</b> .....	<b>9</b>
<b>2.1 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL</b> .....	<b>9</b>
2.1.1 Basamento (Precretácico).....	10
2.1.2 Grupo Uribante.....	10
2.1.3 Formación Tibú (Aptiano).....	11
2.1.4 Formación Mercedes (Aptiano- Albiano Inferior).....	11
2.1.5 Formación Aguardiente (Aptiano- Albiano) .....	12
2.1.6 Formación Cogollo (Albiano Superior- Cenomaniano).....	12
2.1.7 Formación La Luna (Turoniano-Coniaciano y Santoniano).....	12
2.1.8 Formación Colón (Campaniano - Maestrichtiano).....	13
2.1.9 Formación Mito-Juan (Maestrichtiano).....	13
2.1.10 Formación Catatumbo (Maestrichtiano o Paleoceno) .....	14
2.1.11 Formación Barco (Paleoceno).....	14
2.1.12 Formación Los Cuervos (Paleoceno).....	15
2.1.13 Formación Mirador (Eoceno Inferior- Medio).....	15
2.1.14 Formación Carbonera (Eoceno Superior - Oligoceno Inferior).....	16
2.1.15 Formación León Shale (Oligoceno Superior- Mioceno; Oligoceno Medio a superior).....	16
2.1.16 Formación Guayabo (Mioceno; Oligoceno Superior- Mioceno).....	16
2.1.17 Formación Necesidad (Plioceno- Pleistoceno).....	17
<b>2.2 EVOLUCIÓN TECTÓNICA REGIONAL</b> .....	<b>19</b>
2.2.1 Estadio Extensional.....	21
2.2.2 Fase de Margen Pasiva. ....	21
2.2.3 Estadio Transicional Margen Pasivo-Activo .....	22
2.2.4 Fase Cuenca <i>Foreland</i> o Antepaís.....	23
<b>2.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO</b> .....	<b>25</b>
2.3.1 Roca Generadora.....	25
2.3.2 Roca Reservorio.....	26

3.3.3 Roca Sello.....	27
2.3.4 Trampas .....	28
<b>2.4 GEOQUÍMICA .....</b>	<b>28</b>
2.4.1 Parámetros Geoquímicos.....	29
<b>3. MODELO SEDIMENTOLÓGICO .....</b>	<b>30</b>
<b>3.1.DESCRIPCIÓN DE FACIES .....</b>	<b>31</b>
3.1.1 Facies Arenisca con clastos (Ac) .....	31
3.1.2 Facies Arenisca con estratificación (Ae) .....	34
3.1.3 Facies Arenisca con deformación penecontemporánea (Adp).....	35
3.1.4 Facies Arenisca laminada (Al).....	36
3.1.5 Facies Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abri) .....	37
3.1.6 Facies Arenisca bioturbada (Ab) .....	38
3.1.7 Facies Limolita con restos carbonosos (Frc).....	40
3.1.8 Facies Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbri).....	41
3.1.9 Facies Limolita bioturbada (Fb).....	42
3.1.10 Facies Limolita laminada (Fl) .....	43
<b>3.2 SUCESIÓN DE FACIES Y AMBIENTES.....</b>	<b>44</b>
3.2.1 Formación Barco .....	46
3.2.1.1 Canales Distributarios.....	47
3.2.1.2 Bahías Interdistributarias (B.I.) .....	49
3.2.1.3 Rellenos de bahías Interdistributarias (R.B.I.) .....	50
3.2.1.4 Barras Proximales (B.P.) .....	52
3.2.1.5 Márgenes de Bahía interdistributaria (M.B.I.) y Albuferas (Alb)....	54
3.2.2 Formación Catatumbo .....	56
<b>3.3 PARÁMETROS ESTADÍSTICOS DE LAS FACIES DE LA FORMACIÓN BARCO.....</b>	<b>57</b>
<b>3.4 PATRONES DE APILAMIENTO Y CICLOS ESTRATIGRÁFICOS .....</b>	<b>62</b>
3.4.1 Ciclo I .....	66
3.4.2 Ciclo II .....	66
3.4.3 Ciclo III .....	67
3.4.4 Ciclo IV.....	67
<b>4. MODELO ESTRUCTURAL.....</b>	<b>68</b>
<b>4.1 DESCRIPCIÓN GEOMÉTRICA.....</b>	<b>68</b>
<b>4.2 CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE LAS FORMACIONES .....</b>	<b>69</b>
4.2.1 Caracterización sísmica de la Formación Barco .....	71
4.2.2 Caracterización sísmica de la Formación Catatumbo .....	71
<b>4.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA .....</b>	<b>72</b>
4.3.1 Mapa Base de Líneas Sísmicas.....	73
<b>4.4 RASGOS ESTRUCTURALES PREDOMINANTES .....</b>	<b>74</b>
4.4.1 Pliegues .....	74

4.4.2 Fallas.....	78
<b>4.5 ESTILO ESTRUCTURAL CAMPO SARDINATA.....</b>	<b>82</b>
<b>4.6 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO .....</b>	<b>86</b>
<b>4.7 MAPAS ESTRUCTURALES .....</b>	<b>87</b>
4.7.1 Mapa en tiempo para las formaciones Barco y Catatumbo.....	87
4.7.2 Mapa en profundidad para las formaciones Barco y Catatumbo.....	87
<b>5. MODELO PETROFÍSICO .....</b>	<b>88</b>
<b>5.1 AMARRE ROCA – REGISTRO.....</b>	<b>88</b>
5.1.1 Tipo de Roca.....	89
<b>5.2 ELABORACIÓN DEL MODELO PETROFÍSICO .....</b>	<b>99</b>
5.2.1 Montaje Del Proyecto Y Desarrollo De Los Cálculos En Prizm.....	99
5.2.2 Determinación del gradiente geotérmico promedio para el campo sardinata .....	100
5.2.3 Procedimiento de cálculo en prizm.....	101
<b>5.3 RESULTADOS PETROFÍSICOS .....</b>	<b>107</b>
5.3.1 Resultados Petrofísicos Para La Formación Barco.....	108
5.3.2 Resultados Petrofísicos Para La Formación Catatumbo.....	110
<b>5.4. MAPAS DE PARÁMETROS PETROFISICOS.....</b>	<b>112</b>
<b>6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>114</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>117</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>122</b>

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Espesor de intervalos corazonados en el pozo Sardinata 3K.	30
<b>Tabla 2:</b> Resumen de las facies caracterizadas en la Formación Barco, para el Campo Sardinata.	33
<b>Tabla 3.</b> Caracterización sísmica de la Formación Barco	71
<b>Tabla 4.</b> Caracterización sísmica de la Formación Catatumbo.	71
<b>Tabla 5.</b> Resultados del registro SP vs. Tipos de Facies.	89
<b>Tabla 6.</b> Resultados del registro SP vs. Tipos de Depósitos.	90
<b>Tabla 7.</b> Resultados del registro SN vs. Tipos de Facies.	90
<b>Tabla 8.</b> Resultados del registro SN vs. Tipos de Depósitos.	90
<b>Tabla 9.</b> Resultados del registro LN vs. Tipos de Facies.	91
<b>Tabla 10.</b> Resultados del registro LN vs. Tipos de Depósitos.	91
<b>Tabla 11.</b> Pruebas Iniciales para algunos pozos del Campo Sardinata.	102
<b>Tabla 12.</b> Parámetros para el Modelamiento Petrofísico.	103
<b>Tabla 13.</b> Parámetros calculados para el modelamiento petrofísico por pozo.	104
<b>Tabla 14.</b> Set de Curvas por Pozos del Campo Sardinata.	106
<b>Tabla 15.</b> Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Barco para los Pozos S-3K, S-10 y S-11.	109
<b>Tabla 16.</b> Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Barco para los Pozos S-3K, S-10 y S-11.	112

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Localización del área estudio.	4
<b>Figura 2.</b> Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo y tipos de roca asociados al sistema petrolífero.	18
<b>Figura 3.</b> Localización del bloque de Maracaibo en el Norte de Suramérica	20
<b>Figura 4.</b> Evolución de la Cuenca de Maracaibo	24
<b>Figura 5.</b> Facies Arenisca con clastos (Ac).	32
<b>Figura 6.</b> Facies Arenisca con estratificación (Ae).	34
<b>Figura 7.</b> Facies Arenisca laminada (Al).	36
<b>Figura 8.</b> Facies Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abrl).	38
<b>Figura 9.</b> Facies Arenisca bioturbada (Ab). Profundidad 4255`.	39
<b>Figura 10.</b> Facies Limolita con restos carbonosos (Frc).	40
<b>Figura 11.</b> Facies Limolita bioturbada (Fb).	42
<b>Figura 12.</b> Facies Limolita con laminación (Fl).	43
<b>Figura 13.</b> Fotografía satelital del delta del río Mississippi que corresponde a un delta dominado por ríos.	45
<b>Figura 14.</b> Fotografía satelital del delta del río Ganghes que corresponde a un delta dominado por mareas.	47
<b>Figura 15.</b> Forma característica de la sucesión asociada a canales, en el pozo corazonado Sardinata 3K.	49
<b>Figura 16.</b> Forma característica de la sucesión asociada a Bahías Interdistributarias en el pozo corazonado Sardinata 3K.	50
<b>Figura 17.</b> Forma característica de la sucesión asociada a Rellenos de Bahías Interdistributarias en el pozo corazonado Sardinata 3K.	52
<b>Figura 18.</b> Forma característica de la sucesión asociada a Barras Proximales en el pozo corazonado Sardinata 3K.	53

<b>Figura 19.</b> Forma característica de la sucesión asociada a Bahías Interdistributarias con Fragmentos leñosos y Albúferas, en el pozo corazonado Sardinata 3K.	55
<b>Figura 20.</b> Distribución de espesores de las facies corazonadas en el Pozo Sardinata 3K	58
<b>Figura 21.</b> Distribución de porcentajes de las facies corazonadas en el Pozo Sardinata 3K.	58
<b>Figura 22.</b> Distribución de facies por depósito en el Pozo Sardinata 3K.	59
<b>Figura 23.</b> Distribución de la impregnación en las facies del Pozo Sardinata 3K.	59
<b>Figura 24.</b> Porcentaje de impregnación en el pozo Sardinata 3K.	60
<b>Figura 25.</b> Porcentaje de los depósitos presentes en el pozo Sardinata 3K.	61
<b>Figura 26.</b> Porcentaje de impregnación por facies en el pozo Sardinata 3K.	61
<b>Figura 27.</b> Explicación de la notación de ciclos.	64
<b>Figura 28.</b> Ciclos de la Formación Barco. Pozo Sardinata 3K.	65
<b>Figura 29.</b> Corte Estructural B-B', con sentido W-E que atraviesa el Domo Sur del Campo Sardinata.	70
<b>Figura 30.</b> Mapa Base de Líneas Sísmicas del Campo Sardinata.	73
<b>Figura 31.</b> Domo Norte y Domo Sur del Campo Sardinata.	76
<b>Figura 32.</b> Características geométricas del Anticlinal de Sardinata.	77
<b>Figura 33.</b> Zona de Transferencia entre el Campo Petrolea y el Campo Sardinata.	79
<b>Figura 34.</b> Falla de Sardinata, produciendo pequeños saltos de falla en la secuencia Terciaria.	80
<b>Figura 35.</b> Domo Sur del Campo Sardinata.	81
<b>Figura 36.</b> Estructura en Flor en el centro de la Cuenca del Catatumbo y presencia de la Falla de Sardinata.	85
<b>Figura 37.</b> Rango de valores del registro SP por facies.	93
<b>Figura 38.</b> Rango de valores del registro SP por Depósitos.	94

<b>Figura 39.</b> Rango de valores del registro SN por Facies.	95
<b>Figura 40.</b> Rango de valores del registro SN por Depósitos.	96
<b>Figura 41.</b> Rango de valores del registro LN por Facies.	97
<b>Figura 42.</b> Rango de valores del registro LN por Depósitos.	98
<b>Figura 43.</b> Temperatura ambiental promediada para la ciudad de Cúcuta.	100
<b>Figura 44.</b> Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Barco, en el pozo Sardinata-3K.	108
<b>Figura 45.</b> Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Barco, en el pozo Sardinata-10K.	108
<b>Figura 46.</b> Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Barco, en el pozo Sardinata-11K.	109
<b>Figura 47.</b> Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Catatumbo, en el pozo Sardinata-3K.	110
<b>Figura 48.</b> Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Catatumbo, en el pozo Sardinata-10K.	111
<b>Figura 49.</b> Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Catatumbo, en el pozo Sardinata-11K.	111

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>ANEXO 1.</b> Columna estratigráfica del pozo Sardinata 3k para la Formación Barco.	122
<b>ANEXO 2.</b> Tabla de facies para el pozo Sardinata 3k.	122
<b>ANEXO 3.</b> Tabla de topes estratigráficos de las formaciones Barco, Catatumbo y Mito Juan.	122
<b>ANEXO 4.</b> Interpretación y análisis de registros de dipmeter.	122
<b>ANEXO 5.</b> Mapa en tiempo de la Formación Barco.	122
<b>ANEXO 6.</b> Mapa en tiempo de la Formación Catatumbo.	122
<b>ANEXO 6.</b> Mapa en profundidad de la Formación Barco	122
<b>ANEXO 8.</b> Mapa en profundidad de la Formación Catatumbo.	122
<b>ANEXO 9.</b> Correlación estratigráfica.	122
<b>ANEXO 10.</b> Correlación estructural SARD-WE-01.	122
<b>ANEXO 11.</b> Correlación estructural SARD-WE-02.	122
<b>ANEXO 12.</b> Mapas propiedades petrofísicas de la formación barco.	122

## INTRODUCCIÓN

La Cuenca del Catatumbo, ubicada en el flanco SW de la Cuenca de Maracaibo, ha producido petróleo desde los años 30 cuando se inició la exploración en esta zona con geología de superficie; la producción actual es baja, y por lo tanto se hace necesario realizar estudios detallados con el fin de buscar nuevas reservas y aumentar la producción. Es por esto que mediante un convenio de la Universidad Industrial de Santander y el Instituto Colombiano del Petróleo -ICP; se decidió realizar un Modelo estático para las formaciones Barco y Catatumbo del Campo Sardinata.

La definición de un Modelo Estático tiene como fin recrear la arquitectura de un Campo petrolero mediante la integración de un modelo sedimentológico, estructural y petrofísico.

En el primer capítulo de este trabajo se muestran las generalidades del campo; su ubicación geográfica, historia y metodología llevada a cabo; en el segundo capítulo se trata el marco geológico regional, donde se encuentra la estratigrafía regional, la evolución tectónica regional, la geología del petróleo y la geoquímica.

En el tercer capítulo se encuentra el modelo sedimentario donde se describe el intervalo corazonado Sardinata 3K. Además, se muestra la interpretación de facies, sucesión de facies y ciclos estratigráficos, con el fin de definir los ambientes depositacionales y su distribución.

En el cuarto capítulo se desarrolla el modelo estructural basado en la interpretación de las líneas sísmicas de los programas Nuevo Leoncito-99 (NL-99)

y Tasajero Central-86 (TC-86), los cuales permitan realizar el mapeo de cada uno de los topes formacionales, definiendo la geometría de las estructuras presentes.

En el capítulo cinco se muestra el modelo petrofísico del campo Sardinata cuyo fin es calcular propiedades tales como porosidad, espesor neto, permeabilidad; y por último el capítulo seis muestra las conclusiones y recomendaciones.

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1 OBJETIVOS**

#### **General**

Definir un Modelo Estático para las formaciones Barco y Catatumbo, en el Campo Sardinata, Cuenca del Catatumbo.

#### **Específicos**

- Realizar el modelo sedimentológico para las formaciones Barco y Catatumbo en el Campo Sardinata.
- Validar el modelo estructural de las formaciones Barco y Catatumbo en el Campo Sardinata.
- Realizar el modelo petrofísico para las formaciones Barco y Catatumbo en el Campo Sardinata.

### **1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

El área de estudio se encuentra ubicado en la cuenca del Catatumbo que corresponde a la porción SW de la cuenca de Maracaibo ubicada en el territorio Colombiano entre las latitudes 7° 30' N a 9° 30' N y las longitudes 72°20'E a 73°10'E, en la que se encuentran localizados los campos Río de Oro, Tibú-Socuavó, Campo Yuca, Sardinata, Petrólea, Carbonera, Río Zulia, Orú, Cerro Gordo y Cerrito.

El Campo Sardinata está localizado, al Sur del Anticlinal de Tibú entre los ríos Nuevo y Sardinata en el Departamento de Norte de Santander. (Figura 1).

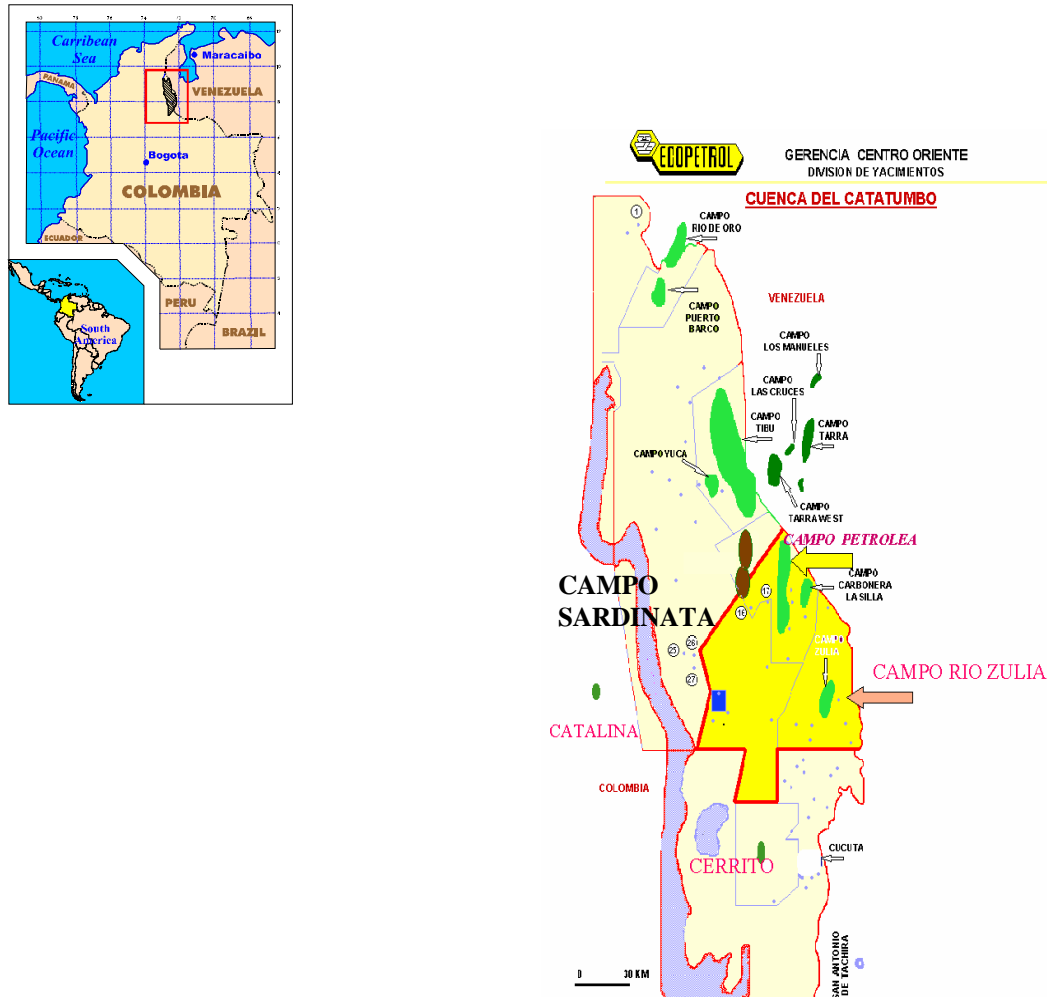


Figura 1. Localización del área estudio.

### 1.3 CLIMA

El clima de la región es tropical húmedo, con temperatura aproximada de 30°C; el régimen de lluvias varía de norte a sur; en tanto que en las tierras selváticas ubicadas en el norte de la cuenca, la precipitación alcanza los 3.500 mm anuales; en el sur, valle del Zulia y zonas montañosas, sólo se registran 500 mm anuales ([www.finagro.com.co/colombia](http://www.finagro.com.co/colombia)).

## 1.4 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo fue descubierto en 1951 con la perforación del pozo Sardinata 3K Anticlinal norte, el cual obtuvo producción comercial del miembro Tibú de la Formación Uribante, con una producción inicial de 510 BOPD. El Anticlinal sur fue descubierto con el pozo S-4K en noviembre de 1951 con una producción de 1229 BOPD. El Campo inició producción en 1951 y se desarrolló hasta 1958.

En Diciembre de 1956 inicia la perforación con gas para nueve pozos completados en diferentes formaciones. En 1955 se implemento el bombeo mecánico y en 1958 gas lift el cual opero hasta enero de 1965.

Se perforaron en total 31 pozos en el campo de los cuales 5 fueron secos. Ecopetrol propuso la perforación de cuatro pozos al Cretácico de los cuales se perforo el pozo S-32K en julio de 1978 con unas expectativas de producción que no se cumplieron. La máxima producción alcanzada fue de 2200 BOPD en 1957.

El aceite original total del Campo Sardinata está estimado en 274.9 Millones de barriles de petróleo, la gravedad API del crudo varia entre 27.5 – 50 y su clasificación es asfáltico (Crudos del terciario) y parafínico (los crudos del Cretáceo). El aceite original estimado para las formaciones Barco y Catatumbo son 54.6 y 82.5 Millones de barriles de petróleo respectivamente. (BPD, 2000)

La producción acumulada en el campo sardinata con corte a febrero 29 de 2004 es de 9.216.521 Bls de petróleo; 52.556.601 Kscf de gas y 3.303.627 Bls de agua. (ECOPETROL, 2005)

## 1.5 METODOLOGÍA

Para la realización del modelo estático del Campo Sardinata, la metodología empleada consistió de las siguientes cuatro etapas: 1. Recopilación, análisis y control de calidad de la información disponible. 2. Generación del Modelo Sedimentológico. 3. Generación del Modelo Estructural. 4. Generación del Modelo Petrofísico.

En la primera etapa se realizó la revisión bibliográfica del material disponible como planchas geológicas, bibliografía general y específica existente, principalmente en informes geológicos de ECOPETROL. Además, se consultó la información de registros de pozos y de sísmica disponible para el campo en la base de datos EPIS; y se realizó el control de calidad de los registros eléctricos usando el software Stratworks perteneciente a la plataforma Landmark.

En la segunda etapa se generó el modelo sedimentológico, a partir de la descripción sedimentológica del núcleo del pozo corazonado Sardinata 3K, el cual era el único disponible en la litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango. El núcleo en mención se describió con base en el formato del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) a escala 1:10. Seguidamente, se determinaron facies y se caracterizaron las asociaciones respectivas, con el fin de interpretar los ambientes de depositación. Posteriormente se realizó la digitalización de una columna estratigráfica a escala 1:100 y teniendo en cuenta la descripción sedimentológica y la interpretación estratigráfica del núcleo, se realizó el amarre roca registro lo cual permitió comparar las respuestas de las curvas en los registros con las facies caracterizadas en el núcleo. De esta manera fue posible la identificación de electrofacies y su respectiva caracterización en los 32 pozos perforados.

Seguidamente se realizó la definición de los topes de cada uno de los registros (Tope de Formación Barco), y se continuó con la realización de una correlación

litoestratigráfica de los registros para el campo Sardinata, en la cual se logro establecer la distribución de los topes de las formaciones Barco y Catatumbo. La información de los registros de pozos estaba cargada en la base de datos de Openworks (Proyecto Geológico: CATATUMBO), y fue utilizada para realizar una posterior correlación de los registros usando, el software Stratworks perteneciente a la plataforma Landmark.

En la tercera etapa se desarrolló el modelo estructural, definiendo en primer lugar el modelo estructural general del Campo con base en la bibliografía disponible, la elaboración e interpretación de cortes estructurales, registros de dipmeter, y la interpretación de las líneas sísmicas para observar con mayor detalle la geometría y el comportamiento de las estructuras que conforman el campo.

Posterior a la interpretación sísmica de las diferentes estructuras presentes en el campo, se construyeron los mapas estructurales en tiempo de las Formaciones Barco y Catatumbo utilizando el software SeisWorks pertenecientes a la plataforma Landmark. Para la conversión de tiempo a profundidad en cada Formación se empleó una función generada de la información de los pozos presentes en el campo. Seguidamente con el software Discovery de Geographix se realizó la operación para obtener los mapas estructurales en profundidad.

Para la cuarta etapa se realizó la interpretación petrofísica del Campo Sardinata tomando como punto de partida el trabajo “Interpretación Petrofísica del Campo Sardinata para la Formación Barco y Catatumbo” desarrollado por ANSALL (2005); en el cual se elaboró un set de curvas básicas y calculadas con el objeto de hacer un control de calidad y un inventario de las curvas disponibles por pozo, y con ellas calcular propiedades tales como porosidad, espesor neto, y permeabilidad.

Se descargaron los gráficos compuestos por pozo de la base de datos EPIS, para obtener las propiedades de resistividad, temperatura y densidad del lodo, se compiló la información de las resistividades del lodo y parámetros necesarios para la interpretación petrofísica, se determinó el gradiente geotérmico promedio para el campo Sardinata el cual es un parámetro de entrada PrizM.

Para el desarrollo del amarre Roca-Registro, se efectuaron cambios en la Tabla de facies que consistían básicamente en mover las profundidades a las cuales se encontraban algunos intervalos corazonados para que estos coincidieran con las profundidades de los registros eléctricos presentes en el pozo corazonado Sardinata 3K. Posteriormente se construyeron diversos gráficos dinámicos para poder observar las respuestas mostradas por los registros eléctricos versus tipos de facies y tipos de depósitos.

## **2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL**

La Cuenca del Catatumbo comprende el área colombiana de la Cuenca del Maracaibo y constituye una depresión en la cual las estructuras presentes, son en su mayoría pliegues asimétricos extensos los cuales se han venido configurando desde el Oligoceno (Galvis et al, 1991); en el Mioceno tardío-Plioceno ocurre la orogenia Andina (Van Houten y James, 1984) durante la cual suceden los máximos levantamientos de la Serranía del Perijá y los Andes de Mérida y probablemente la formación de las estructuras actuales; así varios estadios evolutivos reflejan una compleja historia geológica durante el Mesozoico y el Cenozoico.

En la cuenca del Catatumbo, el Mesozoico y Cenozoico se encuentran representado por formaciones que van desde el Cretáceo medio hasta el presente; estas a su vez, presentan distintas propiedades y características que las constituyen como rocas sello, reservorio o trampas estratigráficas desde el punto de vista de la geología del petróleo.

### **2.1 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL**

El registro sedimentario de la cuenca se inicia hacia finales del Cretácico Inferior durante el Aptiano, con la sedimentación de lutitas, lodolitas, calizas y areniscas depositadas sobre una plataforma marina somera en forma discordante sobre las rocas Triásicas y Jurásicas. En el área estos depósitos están representados por las formaciones Tibú, Mercedes, Aguardiente, Cogollo y La Luna.

A finales del Cretácico, como producto de la colisión de la placa pacífica contra la margen oeste de la placa Suramericana, se inicia la depositación de shales y

algunos niveles de areniscas correspondientes a las formaciones Colón y Mito Juan, los cuales representan el sello regional de los reservorios Cretácicos.

A finales del Cretácico y comienzos del Terciario la progresiva colisión oblicua entre la placa Caribe y la margen del norte de Suramérica, genera varios eventos de deformación. Como consecuencia en la Cuenca del Catatumbo, los ambientes de depositación se hacen más continentales. El registro sedimentario está representado por arcillolitas, areniscas y horizontes de carbón depositados en ambientes fluviales, parálidos y deltaicos, representados por las formaciones Catatumbo, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad. El área aproximada de la cuenca es de 7000 Km<sup>2</sup> y el espesor aproximado de sedimentos es de 10000 pies. (ECOPETROL-ICP, 1991). La figura 2 presenta la columna generalizada para la cuenca del Catatumbo. A continuación se describen las unidades geológicas presentes en la cuenca:

### **2.1.1 Basamento (Precretácico)**

Se define así a un conjunto de rocas ígneas y metamórficas, afines a las presentes en el Macizo de Santander, la Sierra de Perijá y los Andes de Mérida (Richards, 1968). En estos sectores las rocas ígneas están representadas por granodioritas y dioritas, y las rocas metamórficas consisten de gneises y esquistos cuyas edades van desde el precámbrico al Triásico.

### **2.1.2 Grupo Uribante**

En Colombia su redefinición fue hecha por Notestein *et al.* (1944) quienes lo subdividen en tres unidades; los miembros cartografiados, Tibú, Mercedes y Aguardiente.

El Grupo Uribante presenta un espesor de 1300 pies hacia el nororiente, llegando a alcanzar 1800 pies hacia el extremo Suroccidental de la cuenca.

### **2.1.3 Formación Tibú (Aptiano)**

La afloración aflora en las cabeceras del río Tibú del cual toma su nombre, fue definida por Notestein et al. (1944). Está conformada por lodolitas de color gris oscuro, negro y marrón con laminación plano paralela, físisles, con abundantes restos de conchas y de peces; intercalada con pequeños niveles de calizas lumacélicas en bancos de 30 cm. con estratificación ondulosa y cuarzoarenitas grises, calcáreas, con abundantes fósiles, bioturbadas en bancos gruesos macizos. El espesor de la formación varia entre 351' a 544'. Descansa inconforme sobre el basamento y su límite superior es concordante con la formación Mercedes. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como de origen marino poco profundo. (Bouman y Gibson, 1964).

### **2.1.4 Formación Mercedes (Aptiano- Albiano Inferior)**

La sección tipo de esta unidad se encuentra localizada en el valle de Las Mercedes en la Concesión Barco definida por Notestein et al. (1944). Consiste de calizas arenosas y fosilíferas intercaladas con shales, dolomitas y areniscas. Las calizas clasifican en un rango entre mudstones y grainstones. Se presentan en capas delgadas, ricas en materia orgánica con abundante foraminíferos planctónicos (Exxon, 1993). El espesor varía de 489' a 658'. Su contacto inferior es concordante y neto con la formación Tibú, el contacto superior es transicional con la formación Aguardiente. El ambiente de sedimentación es marino somero.

### **2.1.5 Formación Aguardiente (Aptiano- Albiano)**

El nombre proviene del filo del Aguardiente en la Concesión Barco definida por Notestein et al. (1944). A escala regional consiste predominantemente de cuarzoareniscas de grano grueso con niveles de glauconita y fosfatos intercaladas con shales y calizas. El espesor de la formación varía entre 148' a 275' con tendencia de engrosamiento hacia el sur de la cuenca del Catatumbo. El ambiente de depositación de esta unidad es marino de plataforma abierta (Bouman y Gibson, 1964). La base de aguardiente es transicional, el contacto superior con la formación Cogollo es concordante y parcialmente gradacional.

### **2.1.6 Formación Cogollo (Albiano Superior- Cenomaniano)**

La sección tipo se localiza en la quebrada La Luna (Venezuela) definida por Notestein et al. (1944). Consiste de lodolitas grises oscuras a negras, con laminación plano paralela a ondulosa, con impresiones de bivalvos y restos de peces; intercaladas con lodolitas arenosas grises a marrones, calcáreas, bioturbadas, calizas lumaquéllicas (wackestone y packstone de bivalvos) grises, ondulosa y calizas micríticas en capas hasta de 70 cm., planoparalelas (ICP, 1998). El espesor de la formación es de 574' a 1427'. Sus contactos superior e inferior son concordantes. El ambiente de depósito ha sido interpretado como marino somero (Bouman y Gibson, 1964).

### **2.1.7 Formación La Luna (Turoniano-Coniaciano y Santoniano)**

La sección tipo está localizada en la quebrada La Luna (Venezuela) definida por Notestein et al. (1944). Consiste de calizas delgadas gris oscuras intercaladas con shales. Hacia la parte inferior de la formación presenta mudstone gris oscuro que ocasionalmente se presentan como lentes o concreciones intercaladas con

lodolitas calcáreas gris oscuras, laminadas, en capas con estratificación plano paralela a ondulosa, ricas en materia orgánica (ICP, 1998). El espesor varía de 328' a 394'. Su contacto inferior con la formación Cogollo es transicional y el contacto superior es concordante y definido por una capa glauconítica. Los sedimentos correspondientes a la Formación La Luna fueron acumulados sobre fondos anóxicos de plataforma marina externa, en ambientes pelágicos durante la máxima inundación de la cuenca registrada en el Cretáceo superior, según ECP-ICP (1991). La Formación La Luna varía dentro de la Cuenca del Catatumbo desde facies 100% calcáreas hasta calizas lodosas donde el contenido de clásticos finos no es superior al 30%, las facies menos calcáreas se concentran en la parte occidental de la cuenca y localmente aparecen en la zona de los campos Tibú y Carbonera.

#### **2.1.8 Formación Colón (Campaniano - Maestrichtiano)**

La localidad tipo es el Anticlinal de Colón en Venezuela definida por Notestein et al. (1944). Está constituida por un shale gris, localmente calcáreo; en la base presenta un nivel de arenisca glauconítica. El espesor de la formación varía entre 705' a 1509'. Su contacto inferior es concordante y el superior se asume transicional. El ambiente de depósito ha sido interpretado como marino somero superior y de pantanos (Bouman y Gibson, 1964).

#### **2.1.9 Formación Mito-Juan (Maestrichtiano)**

La localidad tipo está ubicada en la quebrada Mito Juan en el domo norte de Petrólea definida por Notestein et al. (1944). Esta unidad consiste principalmente de Shale gris-verdoso, shale limoso, limolita y caliza fosilífera arenosa y glauconítica. Este miembro tiene distribución local y desaparece al sur de la

cuenca pasando a Shale. El espesor de la formación varía de 902-1378'. El contacto infrayacente de la formación Mito Juan con la formación Colón es transicional y el suprayacente es concordante y gradacional con la formación Catatumbo. El ambiente de depósito es de agua salobre y marino somero (Bouman y Gibson, 1964).

#### **2.1.10 Formación Catatumbo (Maestrichtiano o Paleoceno)**

La sección tipo se encuentra localizada en el río Catatumbo y el pozo Río de Oro - 3 definida por Notestein et al. (1944). Consiste de lodolita gris con pequeños nódulos, lentejones de arcilla ferruginosa; intercalaciones de arenisca de grano fino y limolita que constituyen secuencias granocrecientes en unas y granodecresientes en otras. En la parte superior la lodolita es carbonosa y contiene delgadas capas de carbón. Su espesor varía entre 328' a 656'. Los contactos inferior y superior de la unidad con las formaciones Mito-Juan y Barco son transicionales. El ambiente de depósito de transición entre ambientes de aguas marinas poco profundas a frentes deltaicos progradantes predominantemente lodosos con alguna influencia de marea y desarrollo local de pantanos salobres. (Bouman y Gibson, 1964).

#### **2.1.11 Formación Barco (Paleoceno)**

La sección tipo se encuentra localizada en el flanco Oriental del Anticlinal de Petrólea definida por Notestein et al. (1944). Esta compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y lodolitas. Con delgadas secuencias granocrecientes de arenisca de grano fino a medio bioturbadas y secuencias granodecresientes de areniscas de grano fino con estratificación cruzada y lodolita gris café. Algunos horizontes de carbón están presentes principalmente hacia el

tope de esta unidad. El espesor de la Formación Barco varía entre los 500 pies en el noreste a 700 pies hacia el sureste de la cuenca. El contacto inferior de esta unidad es transicional con la infrayacente Formación Catatumbo y el contacto superior es concordante. El ambiente de depósito es deltaico. (Bouman y Gibson, 1964).

#### **2.1.12 Formación Los Cuervos (Paleoceno)**

La sección tipo se encuentra localizada en la quebrada Los Cuervos afluente del río Catatumbo (Notestein, 1944 en Escalante y Rojas Op Cit). Litológicamente está constituida por intercalaciones de arcillolita verde a grisácea, limolita micácea-carbonosa, capas de carbón y arenisca lodosa; hacia el tope el color de la arcillolita es roja. Su espesor es variable entre 804' - 1607' con aumento hacia el norte. Su contacto inferior con la formación Barco se considera conforme y transicional; el contacto superior con Mirador es localmente discordante. El ambiente de depósito se ha interpretado como Albúfera. (Bouman y Gibson, 1964).

#### **2.1.13 Formación Mirador (Eoceno Inferior- Medio)**

El nombre proviene del cerro Mirador en la parte alta del río Iora en Venezuela, definida por Notestein et al. (1944). Está constituida por arenisca con algunas intercalaciones de Shale y Shale arenoso. Su espesor es variable entre 525' - 1312'; se aprecia un aumento de espesor hacia al oeste y el norte. Su contacto inferior es nítido y localmente discordante, y su contacto superior es concordante transicional con la Formación Carbonera. El ambiente de sedimentación es continental (fluvial y deltaico). (Bouman y Gibson, 1964).

#### **2.1.14 Formación Carbonera (Eoceno Superior - Oligoceno Inferior)**

El nombre de la formación se debe a la Quebrada Carbonera afluente del Río Zulia definida por Notestein et al. (1944). Consiste de una secuencia gruesa de intercalaciones de arcillas, shales grises, limolitas, areniscas de grano fino a grueso en delgadas capas y en menor proporción horizontes de carbón. Hacia el tope y base de la formación se presentan capas delgadas de areniscas glauconíticas y calizas, las cuales registran incursiones marinas. El espesor de esta unidad varía entre los 1300 y los 1900 pies hacia el sureste y noroeste de la Cuenca del Catatumbo respectivamente (Bouman y Gibson, 1964). El contacto con la suprayacente Formación León es concordante y gradacional.

#### **2.1.15 Formación León Shale (Oligoceno Superior- Mioceno; Oligoceno Medio a superior)**

La sección tipo proviene de la quebrada León, afluente del Río Zulia en el flanco este del Anticlinal de Petrólea definida por Notestein et al. (1944). Está constituida predominantemente por Shale de color gris a gris verdoso con esporádicas intercalaciones de arenisca y láminas carbonosas. El espesor de la formación es variable entre 1673' a 2575'. Los contactos inferior y superior de la formación son concordantes y su ambiente de depósito es de agua salobre (Bouman y Gibson, 1964).

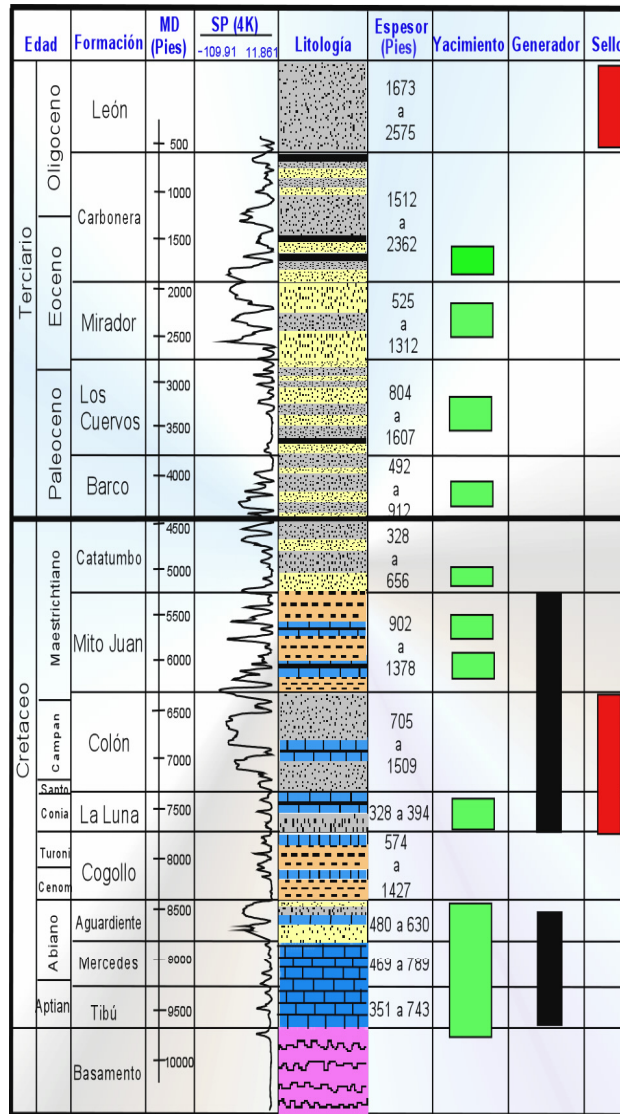
#### **2.1.16 Formación Guayabo (Mioceno; Oligoceno Superior- Mioceno)**

El nombre proviene del Cerro Guayabo en Venezuela; en Colombia la sección tipo esta localizada en la quebrada León (Van der Hammen, 1958 en Escalante y Rojas Op Cit). La formación consiste en intercalaciones de arenisca, limolita, shale

arenoso y en menor proporción arcillolita. El espesor de la formación en la quebrada de León es de 2634', faltando su parte superior. El contacto inferior de la formación Guayabo es concordante con la formación León Shale; el contacto superior no está determinado. El ambiente de depósito es de tipo lagunar aluvial, de playa y en general deltaico (Bouman y Gibson, 1964).

#### **2.1.17 Formación Necesidad (Plioceno- Pleistoceno)**

El nombre deriva de la playa Necesidad del Río de Oro afluente del Río Catatumbo definida por Notestein et al. (1944). Está constituida por arcillas pobremente consolidadas y areniscas gruesas y conglomeráticas. Su espesor es desconocido y el espesor observable en la playa Necesidad es 164'. Los contactos superior e inferior de la formación son discordantes y su ambiente de sedimentación es de tipo continental (Bouman y Gibson, 1964).



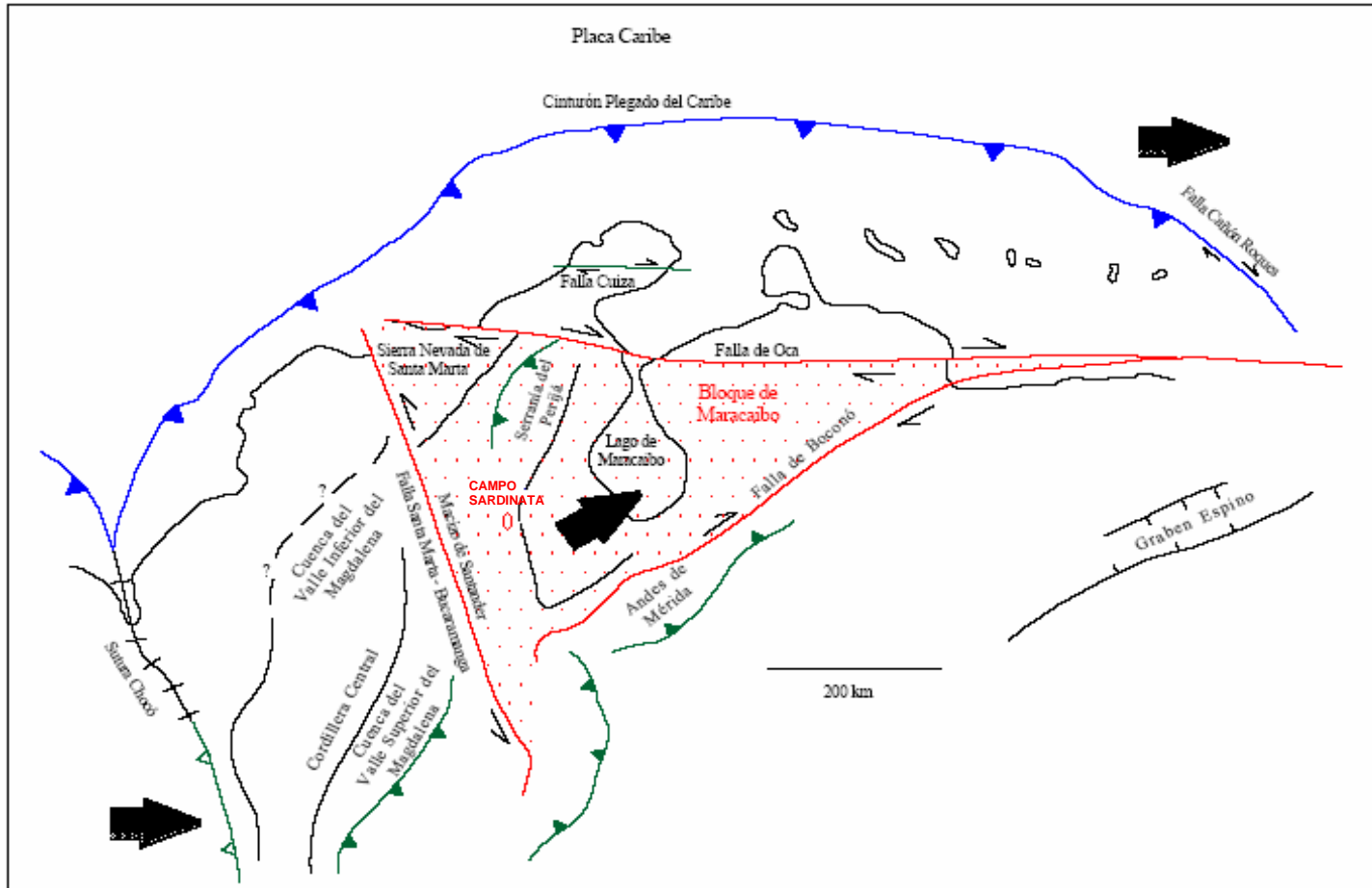
**Figura 2.** Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo y tipos de roca asociados al sistema petrolífero. Tomado de EXXON Exploration (1993).

## 2.2 EVOLUCIÓN TECTÓNICA REGIONAL

La historia de evolución tectónica de la cuenca de Catatumbo durante el Mesozoico y Cenozoico es compleja y dinámica, asociada a un proceso de colisión y subducción oblicua a lo largo de fallas de desplazamiento lateral a escala regional, entre el borde sur de la Placa Caribe y el extremo Noroeste de la placa de Suramérica (Pindell y Kennan, 2001). Este límite entre las placas está representado por una amplia y difusa zona de activa deformación.

Tectónicamente la cuenca de Maracaibo-Catatumbo se localiza dentro de una amplia zona de deformación, en el centro del denominado “Bloque Tectónico de Maracaibo”, una cuña tectónica que está desplazándose activamente hacia el norte por la acción conjugada entre los sistemas de fallas de desplazamiento lateral y escala regional, que incluye el sistema sinextral de Santa Marta-Bucaramanga, al oeste y el sistema dextral de Boconó, al sur y este (**Figura 3**).

Según Arias y Cardona (2002), la Cuenca del Catatumbo posee una columna sedimentaria que incluye rocas con edades que van desde el Pre-Devónico hasta el Reciente, las cuales abarcan un registro sedimentario de cuatro etapas mayores de evolución tectónica así: 1) Estadio Extensional durante el Triásico - Jurásico, relacionada con la separación de Norte y Suramérica; 2) Estadio de margen pasivo durante el Cretácico; 3) Estadio Transicional Margen Pasivo-Activo (Cretáceo Tardío- Paleoceno) y 4) Fase de *Foreland* o Antepaís, relacionada a la colisión oblicua de la Placa Caribe contra Suramérica durante el Terciario (Lugo y Mann, (1995); Pindell y Kennan 2001).



**Figura 3.** Localización del Bloque de Maracaibo en el Norte de Suramérica. Las flechas indican la dirección del movimiento relativo de las placas tectónicas respecto al Escudo de Guyana.

(Modificado de Villamil y Pindell, (1998); en Arias y Cardona, (2001).

### 2.2.1 Estadio Extensional.

Durante el Triásico - Jurásico ocurrió una fuerte expansión (*rifting*) derivada de la separación de Norte y Suramérica y la apertura del Proto - Caribe (**Figura 4**). Esta extensión permitió la formación de un complejo mosaico de grabenes que incluyen Machiques, Trujillo, Uribante, Cocuy y Arcabuco creando depocentros en los cuales se dio una rápida acumulación en el Cretácico Temprano de sedimentos sintectónicos principalmente areniscas y shales de origen no marino excepto a lo largo del flanco oeste de la Cordillera Central y parte de la Península de la Guajira (Exxon, 1993; Villamil y Pindell, 1998).

### 2.2.2. Fase de Margen Pasiva.

La fase expansiva (*rifting*) cesó hacia el Cretácico Temprano y fue seguida por un período de relativa quietud tectónica configurando una margen pasiva en el Norte de Suramérica (**Figura 4**). Villamil y Pindell (1998) señalan cuatro argumentos principales que evidencian ésta fase evolutiva: 1) Las curvas de acumulación de sedimentos para varias regiones en la parte autóctona del Norte de Suramérica exhiben una acumulación típica de subsidencia térmica para la mayor parte del Cretácico; 2) Las unidades orogénicas de tipo *flysch* del Centro de Venezuela tales como las formaciones Paracotos y Garrapata han sido datadas como Paleoceno y Eoceno, soportando así la idea del emplazamiento terciario del alóctono sobre la margen pasiva Cretácica; 3) Los hiatos e inconformidades locales presentes en varias áreas en rocas del Cretácico consideradas como el producto de deformación, son mejor interpretadas como producto de erosión submarina en una margen pasiva; 4) Las interacciones entre la Placa Caribe y Suramérica no se iniciaron sino hasta el período Maestrichtiano/Paleoceno en la Península de La Guajira. Los terrenos alóctonos del Norte de Suramérica que

contienen rocas metamórficas Cretácicas o de arco volcánico se originaron lejos de la margen pasiva como parte de la Placa Caribe o de su prisma acrecionario para posteriormente emplazarse como producto de las interacciones Terciarias entre las dos placas.

Las rocas Cretácicas, de origen predominantemente marino, depositadas durante ésta fase evolutiva, reposan discordantemente sobre las rocas Jurásicas y registran la transgresión marina en la amplia plataforma que se extendía desde el oriente de Venezuela hasta Perú (**Figura 4**). (Exxon, 1993; Pindell y Kennan, 2001).

### **2.2.3 Estadio Transicional Margen Pasivo-Activo (Cretáceo Tardío-Paleoceno)**

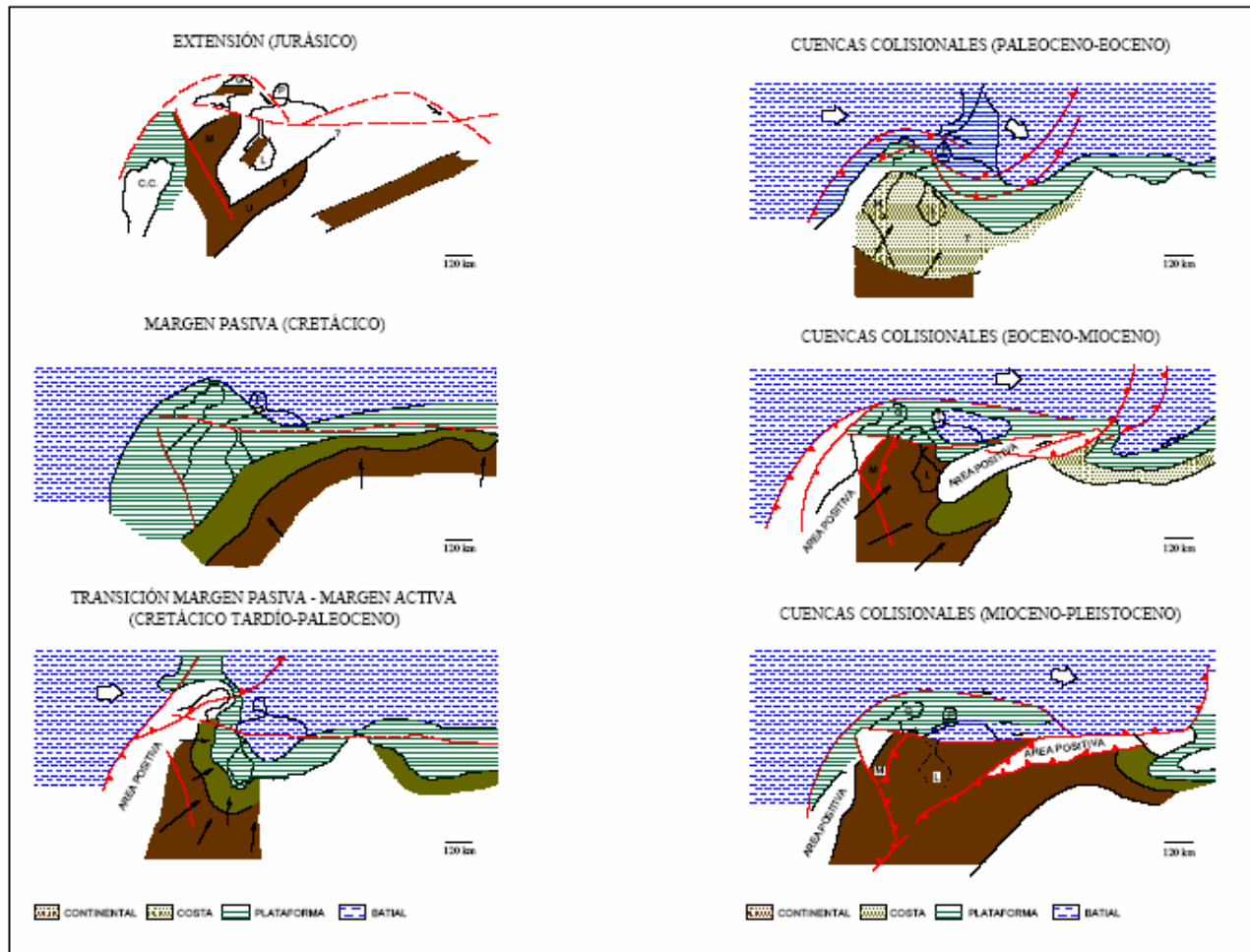
Una nueva fase de evolución tectónica es marcada por la colisión de la placa pacífica y la margen occidental de la placa de Suramérica durante finales del Cretáceo. Este evento, transformó la antigua margen pasiva en un activo cordón orogénico (**Figura 4**), generando un sistema *foreland* con su asociado *foredeep*, al oeste del área de Perijá y su correspondiente alto periférico (*peripheral forebulge*) en el área de Barinas (Pindell y Kennan, 2001). El cierre del margen pasivo durante finales del Cretáceo y comienzos del Paleoceno, fue progresivo de oeste a este, lo cual permitió la existencia del margen pasivo en el noreste, hasta el emplazamiento de las Napas de Lara en el norte de Maracaibo a finales del Paleoceno.

#### **2.2.4 Fase Cuenca *Foreland* o Antepaís.**

La colisión del arco volcánico del Pacífico y el borde oeste de Suramérica a finales del Cretácico marca una nueva fase de evolución tectónica transformando la antigua margen pasiva en un activo cordón orogénico y generando una cuenca *foreland* o antepaís; no obstante, hacia la parte norte y noreste de la Cuenca de Maracaibo la margen pasiva persistió hasta el emplazamiento de las Napas de Lara en Venezuela al final del Paleoceno (**Figura 4**).

Durante el Paleoceno se inicia el levantamiento de la Cordillera Central, lo cual modificó los procesos de sedimentación en la cuenca pasando de procesos puramente marinos a procesos fluvio-deltaicos (Pindell y Kennan, 2001).

El Terciario se caracteriza por la depositación de rocas siliciclásticas que registran el engrosamiento de los sistemas fluviales y deltaicos asociados al levantamiento y erosión del Orógeno Andino (**Figura 4**), (Exxon, 1993; Pindell y Kennan, 2001). Gran parte de las areniscas depositadas durante éste intervalo constituyen reservorios importantes en la cuenca e incluyen formaciones como Barco y Mirador (Exxon, 1993).



**Figura 4.** Evolución de la Cuenca de Maracaibo. T: Trujillo, L: Lago de Maracaibo, CC: Cordillera Central, G: Guajira, P: Paraguaná, U: Uribante, M: Machiques. Las flechas indican el movimiento relativo de las placas tectónicas, las flechas delgadas muestran la dirección de aporte de sedimentos. (Tomado de Parnaud et al. 1995).

## **2.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO**

Los procesos naturales que producen acumulaciones de petróleo en una cuenca sedimentaria requieren varios ingredientes: (1) los elementos del sistema petrolífero: Roca Generadora, Roca Reservorio y Roca Sello los cuales son el resultado de los procesos de sedimentación en la cuenca; (2) las trampas petrolíferas, las cuales en la mayoría de los casos son el resultado de los procesos de deformación en la sedimentación de la cuenca y (3) la transformación de la materia orgánica en petróleo.

### **2.3.1 Roca Generadora**

De acuerdo a muchos estudios realizados tanto en la Cuenca del Catatumbo como en la cuenca de Maracaibo (Notestein et al, 1944; Bouman y Gibson, 1964; ECP-ICP, 1993; EXXON-ECP, 1993; Talukdar y Marcano, 1994; CoreLab, 1998), se ha llegado a la conclusión de un intervalo de rocas generadoras conformado por las formaciones La Luna y Cogollo. Según CoreLab (1998), estas dos formaciones se caracterizan por contener un kerógeno compuesto principalmente por material amorfo no fluorescente y muy pequeñas proporciones de vitrinita e inertinita. Por su parte, EXXON-ECP (1993) encuentran diferencias importantes entre las dos formaciones ya que considera la Formación La Luna como la principal roca fuente de hidrocarburos en el área con un porcentaje de COT que varía entre 3% y 9% un kerógeno predominante tipo II; mientras que la Formación Cogollo muestra un COT promedio de 1.3% y el kerógeno predominante es una mezcla de tipos II y III con mayor aporte terrígeno. Las posibilidades de tener rocas generadoras en las unidades terciarias (Formaciones Barco, Los Cuervos y Carbonera) que se hallen dentro de la cuenca del Catatumbo en Colombia, son marginales si se tiene en cuenta que su existencia estaría ligada a la aparición de potentes niveles de carbones o a la de facies finas ricas en materia orgánica, poco comunes y de distribución geográfica restringida, dentro de estos intervalos estratigráficos

depositados en ambientes continentales (ICP-GOX., 2001). No obstante, la presencia de crudos originados a partir de facies del Terciario (ej. campo Río Zulia) sugiere la existencia de áreas dentro del Catatumbo y/o aledañas a la cuenca, en las que estas facies actuaron como rocas madre efectivas (ICP-GOX., 2001).

### **2.3.2 Roca Reservorio**

En la cuenca del Catatumbo, existen varios niveles estratigráficos tanto del Cretáceo como del Terciario, que presentan producción de hidrocarburos. Siendo las formaciones Barco, Mirador y el Grupo Uribante sus principales rocas almacén de la cuenca, incluyendo el basamento Precretácico. Desde el punto de vista de yacimientos las rocas almacenadoras en la cuenca del Catatumbo se pueden clasificar en dos clases:

*Yacimientos Convencionales.* Este tipo de yacimientos está representado principalmente por rocas terciarias clásticas. Presentan un rango de porosidad entre el 7 y 27%, y de permeabilidad entre los 10 y 720 mD. (Mondragón, 2001).

Dentro de esta clasificación se encuentran las siguientes formaciones:

Formación Catatumbo

Formación Barco

Formación Los Cuervos

Formación Mirador

Formación Carbonera

Estos reservorios terciarios, están caracterizados por presentar porosidad y permeabilidad primaria (Notestein et al., 1944; Bouman y Gibson, 1964).

*Yacimientos Naturalmente Fracturados.* Se encuentran representados por areniscas y calizas de edad cretácica, con porosidades bajas y permeabilidades que han sido mejoradas por procesos de fracturamiento natural (Mondragón, 2001). Dentro de esta clasificación se incluyen los siguientes intervalos:

Grupo Uribante (Aptiano Medio - Albiano Tardío)

Formación Capacho (Cenomaniano - Turoniano)

Formación La Luna (Coniaciano - Campaniano Temprano)

Los reservorios Cretácicos predominantemente presentan porosidad y permeabilidad secundaria por fracturas y valores bajos de porosidad y permeabilidad primarias.

### **3.3.3 Roca Sello**

Dentro de la secuencia estratigráfica registrada en la cuenca del Catatumbo, se presentan potentes intervalos de lodolitas cretácicas y arcillolitas terciarias, depositados a escala regional. Dentro de las principales unidades que actúan como sello en la cuenca del Catatumbo, se encuentra la Formación Colón, la cual es el sello por excelencia de los yacimientos cretácicos, y presenta un rango entre los 700-1.400 pies de espesor (Bouman y Gibson, 1964). Adicionalmente, en el Terciario, los sellos principales de las acumulaciones terciarias están representados por las formaciones Los Cuervos (700-1.500 pies) y León (1.200-2.100 pies), aunque todos los reservorios Terciarios (Formaciones Catatumbo, Barco, Mirador y Carbonera) presentan intercalaciones de shales intraformacionales que les sirve de roca sello.

### **2.3.4 Trampas**

La cuenca de Catatumbo, en general presenta trampas de tipo estructural, como estructuras anticlinales asimétricas con uno de sus flancos fallados. Estas trampas estructurales involucran tanto almacenadores cretácicos como terciarios. La actual geometría de la mayoría de las trampas identificadas fue alcanzada durante el periodo más reciente de tectónica compresiva asociado a la Orogenia Andina del Cenozoico. Adicionalmente se pudo corroborar la presencia de trampas estratigráficas estas se encuentran restringidas principalmente al flanco occidental del *tren* estructural de Tibú-Sardinata (Mondragón, 2001). En este sector las trampas están asociadas a truncaciones de las facies clásticas del Paleoceno, representadas por las formaciones Catatumbo y Barco, productoras en los campos Orú y Campo Yuca. En cuanto al tiempo de acumulación se produjo después del periodo de plegamiento y fallamiento ocurrido a finales del Terciario.

Yurewicz et al. (1998) sugiere que las trampas de hidrocarburos ocurren en una serie de fallas de propagación *en echelon* y pliegues por propagación de falla los cuales se formaron en el terciario tardío, asociados a fallamientos de rumbo.

## **2.4 GEOQUÍMICA**

De varias unidades estratigráficas con potencial de generación, solo las Formaciones La Luna y Cogollo pueden ser consideradas como rocas madre a escala regional (ICP-GOX., 2001). Además, las rocas Cretácicas (ej. intervalo Turoniano-Campaniano) alcanzaron al menos el final de la ventana de generación de hidrocarburos. Por lo tanto se asume que las Formaciones Cogollo y La Luna expulsaron importantes volúmenes de hidrocarburos a lo largo de su historia geológica, parte de los cuales pueden estar representados por los crudos producidos en los intervalos productores Cretácicos y Terciarios.

### 2.4.1 Parámetros Geoquímicos

La Formación La Luna es considerada como la principal roca fuente de hidrocarburos en el área con un porcentaje de COT que varía entre 3% y 9%; y un kerógeno predominante tipo II (EXXON-ECP, 1993); de acuerdo con estas propiedades cinéticas y con el tipo de kerógeno observado en la Formación La Luna se cree que los índices de hidrogeno originales pudieron variar entre 400 y 500 mgHC/gCOT. A pesar de los altos grados de madurez termal que afectan la Formación Cogollo, la Formación presenta contenidos de COT mayores a 1% con una predominancia de kerógeno tipo II y III lo que concuerda con el carácter transgresivo de sus facies, de acuerdo a esto Llerena y Marcano (1987) proponen valores de índice de hidrogeno menores de 200 (mgHc/gCOT). En estudios desarrollados para las Formaciones Tibú y Mercedes en los pozos Carbonera La Silla-4K, Petrolea-108 y Cerro Gordo-3 (CoreLab, 1998), indican que estas unidades tienen muy bajo contenido de materia orgánica (%COT<2%), ella está constituida en su mayoría por vitrinita e inertinita altamente oxidadas y además está sobremadura termalmente, descartando así la posibilidad de generar importantes volúmenes de petróleo a partir de estas facies. Dentro de la secuencia Terciaria se han propuesto posibles rocas fuente de hidrocarburos relacionadas con los niveles de *shales* carbonosos y carbones de origen deltaico que hacen parte de las Formaciones Catatumbo, Barco, Los Cuervos y Carbonera (ECP-ICP, 1991). En general las rocas Terciarias muestran bajos grados de madurez termal ubicándolas en su mayoría al comienzo de la ventana de generación de aceite.

### 3. MODELO SEDIMENTOLÓGICO

El modelo sedimentológico esta basado en la descripción y caracterización de facies del Pozo corazonado Sardinata 3K, situado en el domo Norte del Campo Sardinata; entre las coordenadas Gauss N 1.432.793,42 y E 1.158.256,39; origen Bogotá, así como en el análisis de los registros de pozo para los pozos perforados en las formaciones Barco y Catatumbo.

El intervalo corazonado de la Formación Barco en el pozo Sardinata 3K corresponde a 177,67 pies, tal como se muestra en la Tabla1.

**Tabla 1.** Espesor de intervalos corazonados en el pozo Sardinata 3K.

POZO	No. CORAZÓN	ESPEJOR TOTAL ANALIZADO (PIES)	TOPE (PIES)	BASE (PIES)
Sardinata 3K	1	12	4202	4214
Sardinata 3K	2	10,75	4214,3	4225
Sardinata 3K	3	15	4225	4240
Sardinata 3K	4	20	4240	4260
Sardinata 3K	5	12	4260	4272
Sardinata 3K	6	13	4288	4301
Sardinata 3K	7	3	4301	4304
Sardinata 3K	8	19	4332	4351
Sardinata 3K	9	18	4351	4369
Sardinata 3K	10	20	4369	4389
Sardinata 3K	11	19	4389	4408
Sardinata 3K	12	8	4438	4446
Sardinata 3K	13	9	4474	4483
Sardinata 3K	14	12	4490	4502

### **3.1.DESCRIPCIÓN DE FACIES**

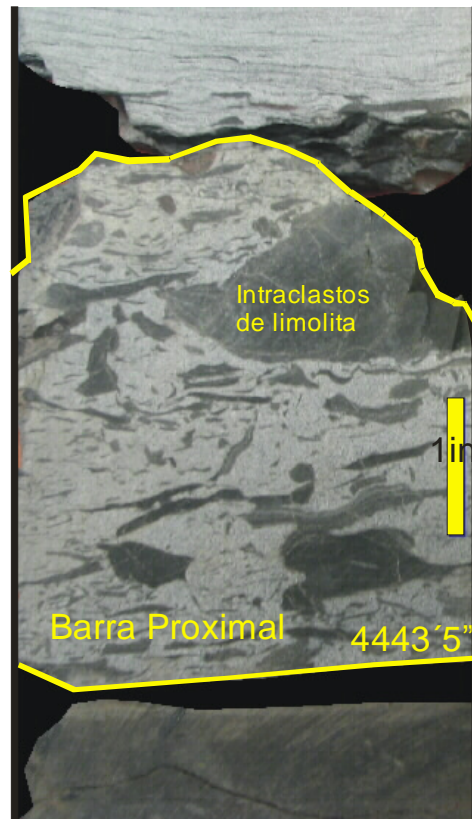
En este estudio son descritas 10 facies sedimentarias las cuales fueron escogidas y nombradas haciendo referencia a sus principales atributos texturales, estructurales y paleontológicas. Las facies son nombradas utilizando abreviaturas que simplifican la descripción de los principales rasgos estructurales en las mismas. Las facies definidas son: Arenisca con clastos (Ac), Arenisca con estratificación (Ae), Arenisca con deformación penecontemporánea (Adp), Arenisca laminada (Al), Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abri), Arenisca bioturbada (Ab), Limolita con restos carbonosos (Frc), Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbri), Limolita bioturbada (Fb), Limolita laminada (Fl).

A continuación se presenta la descripción de cada facies existente la cual abarca: descripción de composición y textura de la roca, descripción de las estructuras sedimentarias existentes, relación estratigráfica de la facies con las demás existentes e interpretación de las facies con ambientes depositacionales asociados. Una síntesis de la información más relevante de las facies caracterizadas en este capítulo es presentada en la Tabla 2.

#### **3.1.1 Facies Arenisca con clastos (Ac)**

La facies Arenisca con clastos (Ac) corresponde a una arenisca muy fina a fina de color grisáceo, con cemento ferruginoso. Pobre a moderadamente seleccionada; granos angulares a subangulares de alta esfericidad. Composicionalmente corresponde a una Litarenita (Folk, 1974).

La denominación “con clastos” de esta facies es debida a la gran cantidad (20-30%) de clastos flotantes, guijos y guijarros de siderita y limonita, los cuales son subangulares a subredondeados, que oscilan en tamaño entre 1 a 3 centímetros de diámetro. **(Figura 5)**



**Figura 5.** Facies Arenisca con clastos (Ac). Profundidad 1443`5", corresponde a una litarenita color grisáceo con clastos de siderita y limonita.

Esta facies generalmente se encuentra suprayacida e infrayacida por las facies Ab y Abrl. Generalmente, presenta de 1 a 2 pies de espesor y ocupa el 4,22% de los pies corazonados, equivalentes a 7,5 pies.

La facies Ac presenta clastos embebidos en la matriz de roca, que van hasta tamaño guijarro conformando depósitos de barras proximales y canales distributarios. La diferencia en la distribución de los clastos depende de la disposición granodecreciente o granocreciente hacia el tope, siendo el primer caso para canales y el segundo para barras.

**Tabla 2:** Resumen de las facies caracterizadas en la Formación Barco, para el Campo Sardinata.

Facies y Abreviatura	Símbolo de Facies	Tamaño de grano						Selección			Espesor de capas(pies)					Fósiles Traza	Contactos y Asociaciones	Interpretación				
		Lodo		Arena				P	M	B	0	2	4	6	8				10			
		Arcill	Li	mf	f	m	g													mg		
Arenisca con clastos (Ac)																		S I	Ab, Abril Ab, Abril	Barras proximales / Canales distributarios.		
Arenisca con estratificación (Ae)																			B	S I	Abril Ab, Abril	Canales distributarios / Barras proximales
Arenisca con deformación penecontemporánea (Adp)																				S I	Fbrl, Abril Abril	Relenos de bahía interdistributaria
Arenisca laminada (Al)																			P	S I	Abril, FI Ae, Abril	Barras proximales / Canales distributarios.
Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abrl)																			Te, B	S I	Ae, Fbrl, Al, Fbrl	Barras proximales / Relenos de bahía interdistributaria / Canales distributarios.
Arenisca bioturbada (Ab)																			PI, B	S I	Abril, Fbrl Abril	Barras proximales / Canales distributarios.
Limolita con restos carbonosos (Frc)																			Te, PI	S I	Fbrl, Ab Fb, Ac	Bahías interdistributarias / Albufera/ Margenes de Bahía interdistributaria.
Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbrl)																			B	S I	Ab, Abril Ab, Fbrl	Bahías interdistributarias/ Relenos de bahía interdistributaria.
Limolita bioturbada (Fb)																			B	S I	Ab, Abril Fbrl, Ab, Adp	Bahías interdistributaria / Relenos de Bahía interdistributaria.
Limolita Laminada (FI)																				S I	Fbrl, Abril Abril, Al	Relenos de Bahía interdistributaria

Contactos:

S: Contacto superior I: Contacto inferior

Fósiles traza

P: Paleophycus

Te: Teichichnus

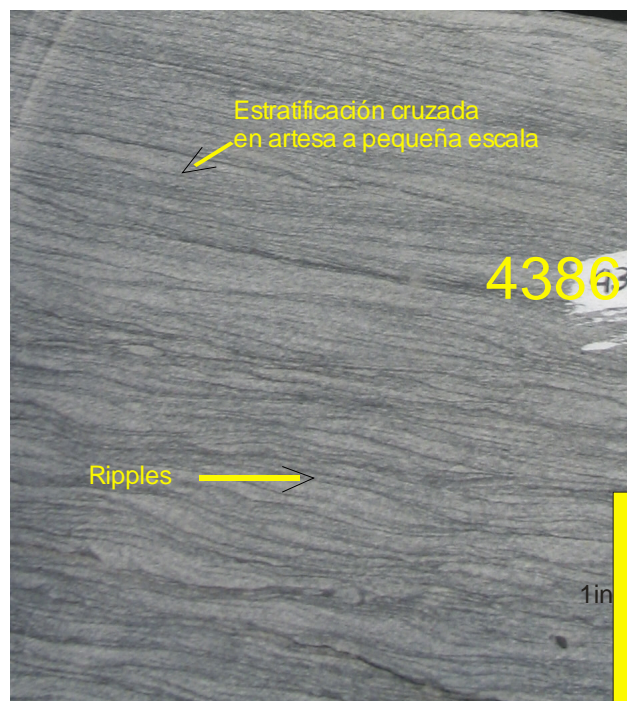
PI: Planolites

B: Bioturbado/Madrigueras

### 3.1.2 Facies Arenisca con estratificación (Ae)

La facies Arenisca con estratificación (Ae) corresponde a una Arenisca de grano muy fino a fino, color gris claro, subredondeados a subangulares con cementación silíceosa y algunas veces siderítica. Composicionalmente corresponde a una Litoarenita (Folk, 1974).

Se evidencia claramente la estratificación, ya que la bioturbación según Pemberton (1992) es de grado 1-2 (Muy ligeramente-Ligeramente bioturbada). Las estructuras sedimentarias mas comunes son la estratificación cruzada en artesa y planar de bajo ángulo. **(Figura 6)**



**Figura 6.** Facies Arenisca con estratificación (Ae). Profundidad 4386`, corresponde a una Litoarenita color gris claro, con ripples y estratificación cruzada en artesa a pequeña escala.

La facies Ae se encuentra suprayacida por la facies Abri e infrayacida por las facies Ab, Abri. Generalmente, presenta de 2 a 4 pies de espesor y ocupa el 9,15% de los pies corazonados, equivalentes a 16,25 pies.

La facies Ae se relaciona con corrientes y depósitos de flujo hidrodinámico medio-alto (Selley, 1988).

### **3.1.3 Facies Arenisca con deformación penecontemporánea (Adp)**

La facies Arenisca con deformación penecontemporánea (Adp), corresponde a una Arenisca grisácea, de grano muy fino a fino con cemento silíceo predominantemente. Composicionalmente corresponde a una sublitoarenita (Folk, 1974).

Esta facies es definida por la estructura física predominante. La deformación penecontemporánea resulta generalmente por movimiento y desplazamiento de capas de sedimento depositadas principalmente por la acción de la gravedad, ó movimientos caóticos del sedimento, cambios en la subsidencia / cambios súbitos en el lecho marino durante la depositación, microfallamientos. (Selley, 1988)

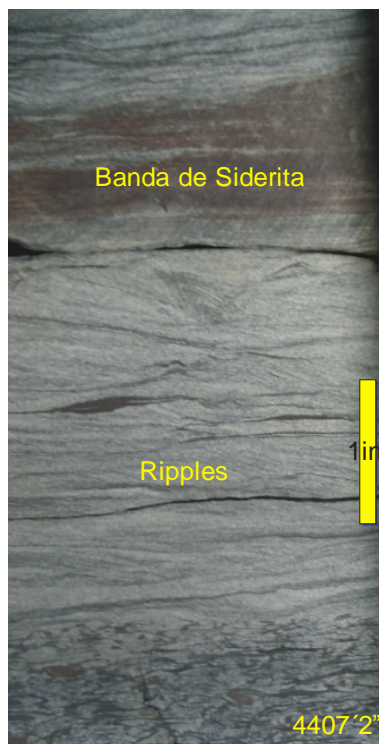
La bioturbación es generalmente de grado 1 ( Muy ligeramente bioturbado a bioturbado) según Pemberton (1992).

Esta facies se encuentra suprayacida por las facies Fbri, Abri e infrayacida por la facies Abri. Generalmente, presenta 1 pie de espesor y ocupa el 0,94% de los pies corazonados, equivalentes a 1, 7pies.

### 3.1.4 Facies Arenisca laminada (Al)

La facies Arenisca laminada (Al) corresponde a una Arenisca de grano fino, color gris claro, granos subredondeados con cementación silíceea. Composicionalmente corresponde a una Litoarenita. (Folk, 1974).

Se evidencia claramente la estratificación, la bioturbación según Pemberton (1992) es de grado 1 (Muy ligeramente bioturbada). Las estructuras sedimentarias más comunes son los ripples, laminación flaser, lenticular, wispily y laminas de siderita. **(Figura 7)**



**Figura 7.** Facies Arenisca laminada (Al). Profundidad 4407'2'', corresponde a una Litoarenita color gris claro, con ripples y banda de siderita.

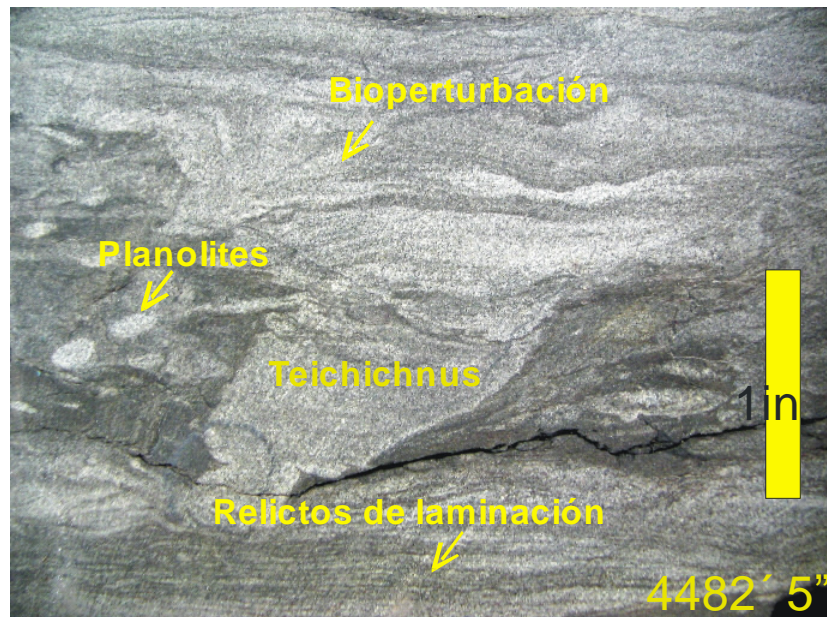
Esta facies se encuentra suprayacida por las facies Abl1, Fl e infrayacida por las facies Abl1, Ae. Generalmente, presenta de 1 a 2 pies de espesor y ocupa el 6,47% de los pies corazonados, equivalentes a 11,5 pies.

La facies **AI** se asocia a corrientes y depósitos de flujo hidrodinámico medio (Selley, 1988).

### **3.1.5 Facies Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abl1)**

La facies Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abl1) corresponde a una arenisca de grano muy fino-fino, de color gris con moteamiento marrón debido a la bioturbación, granos bien calibrados, moderadamente a altamente bioturbada (grados 2 a 4 según Pemberton, 1992), lo que hace posible la identificación de laminación. Composicionalmente corresponde a una Sublitoarenita a Litoarenita. (Folk, 1974).

Se encuentra laminación plano paralela, lenticular, ondulosa y flaser. Se identifican tres asociaciones de ichnofacies: *Teichichnus*, *Planolites*, *Paleophycus*. **(Figura 8)**



**Figura 8.** Facies Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abl). Profundidad 4482' 5", corresponde a una Sublitoarenita a Litoarenita color gris medio, bioturbada.

Esta facies se encuentra suprayacida por las facies Ae, Fbrl e infrayacida por las facies Al, Fbrl. Generalmente, presenta de 1 a 4 pies de espesor y ocupa el 28,47% de los pies corazonados, equivalentes a 50,58 pies.

Las estructuras identificadas sugieren un flujo hidrodinámico bajo y se asocian con procesos operantes en rellenos de bahía interdistributaria, canales distributarios y barras proximales donde la arena se deposita por tracción y en menor grado por suspensión. (Reading, 1986)

### **3.1.6 Facies Arenisca bioturbada (Ab)**

La facies Arenisca bioturbada (Ab) corresponde a una arenisca de grano muy fino a fino, de color gris claro, granos bien calibrados, angulares a subangulares, de alta esfericidad, alta - intensa bioturbación no diferenciada (grados 5 – 6 según

Pemberton 1992). Presenta intraclastos de siderita alterados por procesos diagenéticos. Composicionalmente corresponde a una Litoarenita. (Folk. 1974). **(Figura 9).**

Los intraclastos de siderita son el producto de la alta acumulación de materia orgánica continental principalmente en áreas interdistributarias que al descomponerse consume el oxígeno del medio creando condiciones anóxicas. Al acabarse el oxígeno, la materia orgánica comienza a alterarse por reducción bacteriana de sulfatos; si hay suficiente hierro disponible como minerales detríticos, todo el  $H_2S$  originado por la reducción de sulfatos es posteriormente precipitado como sulfuros de hierro y pirita; si se agotan los sulfatos comienza la precipitación de siderita y formación de metano. (Berner, 1981)



**Figura 9.** Facies Arenisca bioturbada (Ab). Profundidad 4255`. Corresponde a una Litoarenita color gris claro, altamente bioturbada.

La facies Ab se encuentra suprayacida por las facies Abl, Fbl e infrayacida por la facies Abl. Generalmente, presenta de 0.5 a 3 pies de espesor y ocupa el 4,13% de los pies corazonados, equivalentes a 7,33 pies.

La facies Arenisca bioturbada (Ab) asociada a ambientes de baja energía, hace parte de depósitos de Barras proximales y corresponde a depósitos progradantes.

### 3.1.7 Facies Limolita con restos carbonosos (Frc)

La facies Limolita con restos carbonosos (Frc), corresponde a una limolita gris oscura con gran cantidad de fragmentos carbonosos y leñosos. **(Figura 10)**



**Figura 10.** Facies Limolita con restos carbonosos (Frc). Profundidad 4480` corresponde limolita de color gris oscuro con fragmentos leñosos.

La facies Frc generalmente se encuentra suprayacida por las facies Fbrl y Abrl, e infrayacida por las facies Fb y Ac. Presenta de 1 a 6 pies de espesor y ocupa el 28,66% de los pies corazonados, equivalentes a 50,92 pies.

La formación de los fragmentos carbonosos es producida por acumulación de fragmentos de materia orgánica continental en áreas interdistributarias, al descomponerse se consume el oxígeno del medio creando condiciones anóxicas. (Selley, 1988).

La facies **Frc** esta asociada a las facies Fb y Fbrl en los depósitos de bahía interdistributaria, márgenes de bahía interdistributarias y albúferas.

### **3.1.8 Facies Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbrl)**

La facies Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbrl), corresponde a una limolita de color gris oscuro, intercalada con delgadas láminas (5 - 8 mm.) de arena muy fina de color gris claro, con cementación silícea.

Se identifican laminación plano paralela, ondulosa y lenticular dependiendo de la cantidad de material arenoso que haya intercalado. La bioturbación no diferenciada es de grado 3 a 4 (moderada – altamente bioturbada) según Pemberton (1992).

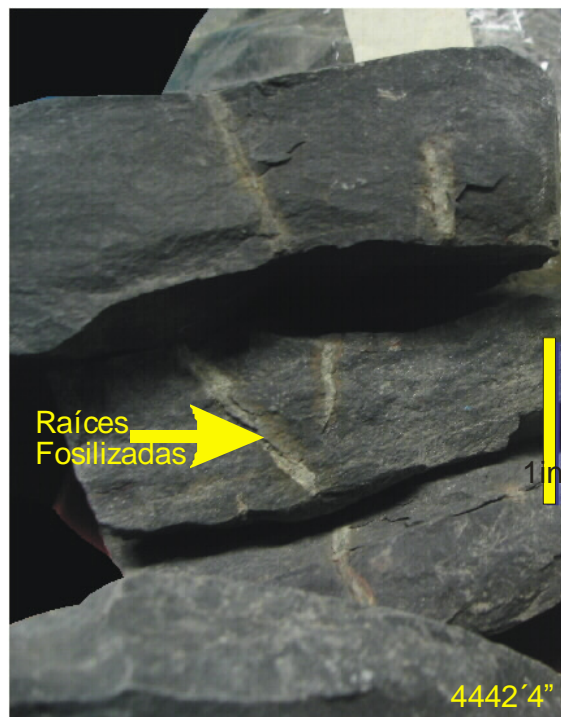
Esta facies generalmente se encuentra suprayacida por las facies Ab y Abrl, e infrayacida por las facies Ab y Fbrl. Presenta de 1 a 7 pies de espesor y ocupa el 9,09% de los pies corazonados, equivalentes a 16,17 pies.

La facies Fbrl esta asociada a depósitos de Bahías interdistributarias y a rellenos de Bahías interdistributarias.

### 3.1.9 Facies Limolita bioturbada (Fb)

La facies Limolita bioturbada (Fb), corresponde a una limolita gris oscura con algunos lentes (0,5 – 2 cm.) de arena muy fina de color gris claro, de granos subredondeados a subangulares con cementación silícea.

La bioturbación es de grado 4 (Altamente bioturbada) según Pemberton (1992), encontrándose gran cantidad de madrigueras no diferenciadas y raíces fosilizadas. **(Figura 11)**



**Figura 11.** Facies Limolita bioturbada (Fb). Profundidad 4442'4" corresponde limolita de color gris oscuro.

Esta facies generalmente se encuentra suprayacida por las facies Ab y Abrl, e infrayacida por las facies Fbri, Ab y Adp. Presenta de 1 a 6 pies de espesor y ocupa el 7,64% de los pies corazonados, equivalentes a 13,58 pies.

La facies Fb esta asociada con facies como Fbrl, Frc y Abrl en depósitos rellenos interdistributarios, bahías interdistributarios y albúferas.

### 3.1.10 Facies Limolita laminada (Fl)

La facies Limolita con laminación (Fl), corresponde a una limolita gris, con algunas láminas (3 – 5 mm.), de arena muy fina de color gris, y granos subredondeados a subangulares con cementación silícea.

La bioturbación es de grado 1 -2 (Muy ligeramente – moderadamente bioturbada) según Pemberton (1992), por lo tanto se observa la laminación paralela discontinua. **(Figura 12)**



**Figura 12.** Facies Limolita con laminación (Fl). Profundidad 4343', corresponde limolita de color gris oscuro.

Esta facies generalmente se encuentra suprayacida por las facies Fbrl y Abrl, e infrayacida por las facies Abrl y Al. Presenta 1 pie de espesor y ocupa el 1,22% de los pies corazonados, equivalentes a 2,17 pies.

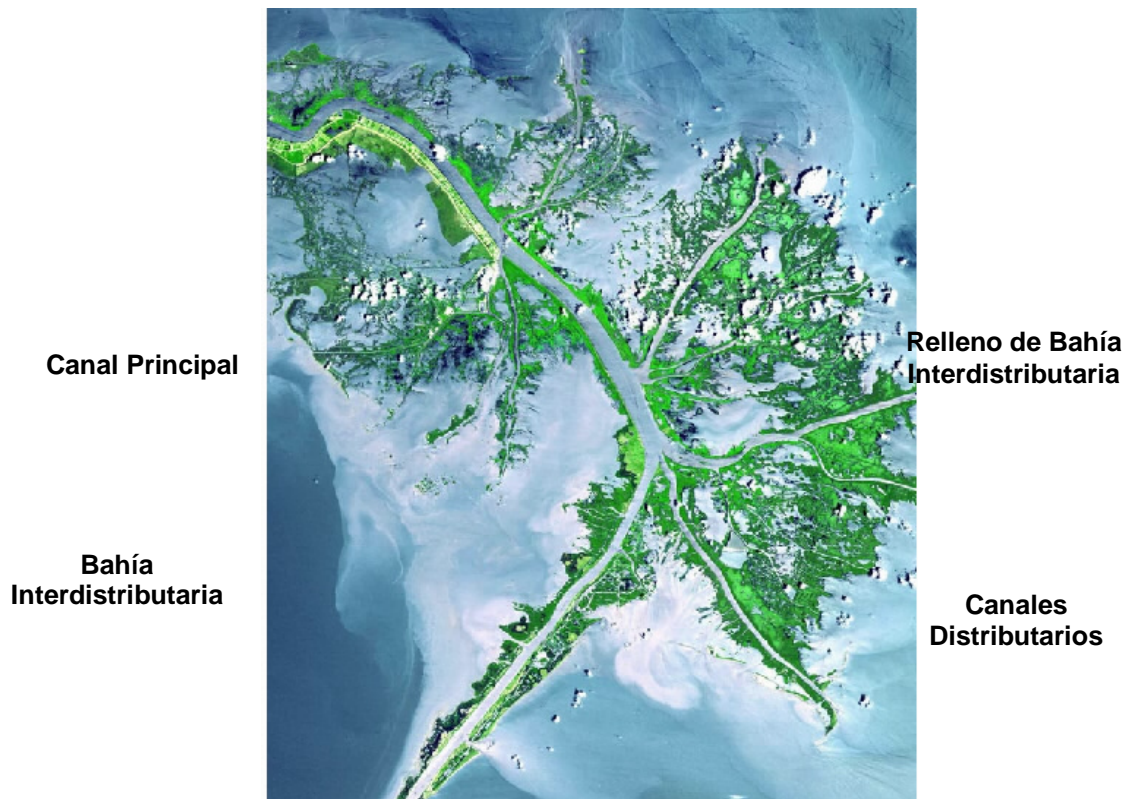
La facies Fb esta asociada con las facies Fbrl, Frc y Abrl en depósitos rellenos interdistributarios.

### **3.2 SUCESIÓN DE FACIES Y AMBIENTES**

Las sucesiones verticales de facies son generadas debido a un reemplazamiento dinámico (sustitución) de elementos geomorfológicos durante los ciclos de nivel base. Estas sucesiones verticales de facies pueden ser diferentes para el mismo ambiente depositacional ya que los elementos geomorfológico pueden migrar desaparecer o formarse durante la progradación o agradación (Álvarez, 2002). Dentro del mismo ambiente, su ocurrencia en posiciones específicas varían a largo del rumbo y buzamiento depositacional. El régimen de Acomodación / Suministro de sedimento (A/S), y por lo tanto la posición estratigráfica de un ambiente en un tiempo particular puede controlar los tipos y los atributos de los elementos geomorfológicos que ocurren a lo largo del perfil depositacional (Álvarez, 2002).

La interpretación ambiental que se hace en este estudio esta basada en la descripción de facies y caracterización de sucesiones verticales de facies del pozo corazonado para la Formación Barco; y en el estudio de electrofacies para la Formación Catatumbo. Estas facies, electrofacies y sucesiones verticales de facies son asociadas a procesos que operan en ambientes depositacionales deltaicos. **(Figura 13)**.

El ambiente deltaico es un ambiente caracterizado por sedimentos que han sido transportados por una corriente de agua continental hasta el extremo de un canal (o de un conjunto de canales bifurcados), y depositados, principalmente en condiciones subacuáticas, en las márgenes de un cuerpo de agua, donde los canales los han descargado o los están aún descargando (lago, mar, océano) (Friedman y Sanders, 1978).



**Figura 13.** Fotografía satelital del delta del río Mississippi que corresponde a un delta dominado por ríos. (Ambiente sedimentario moderno)  
(Modificado de [http://www. nasa.gov](http://www.nasa.gov))

Según Coleman y Gagliano (1965), este ambiente puede ser dividido en cuatro áreas principales de acumulación de sedimentos: 1. Delta Activo: Canales distributarios, Frente deltaico (canales, barras de desembocadura, barras

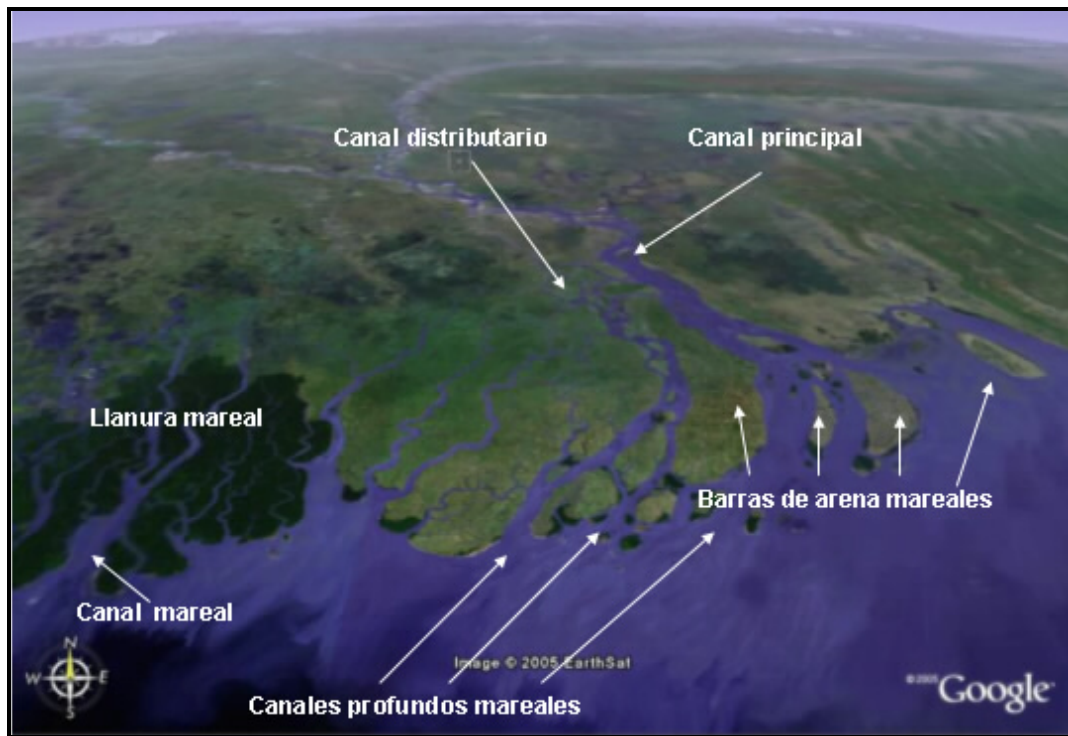
dístaes), Prodelta, Dique subacuoso, Bahía Interdistributaria. 2. Delta Superior: Canales, Dique subaéreo, Paludal, Lacustrino. 3. Delta Marginal: Paludal, Bahías, Mudflat. 4. . Marino: Plataforma, Prodelta

### **3.2.1 Formación Barco**

La Formación Barco tradicionalmente se ha interpretado como un depósito de carácter transicional. (Notestein et al,1944). Escalante y Rojas (1991) en un estudio de Estratigrafía y ambientes de depósito para la Formación Barco en el Campo Sardinata concluyen que el ambiente de depositación de la Formación Barco es asociado a un medio deltaico con dominio fluvial acumulado como producto del depósito de medios transicionales.

La interpretación ambiental de la Formación Barco que se hace en el presente estudio esta basada principalmente en las apreciaciones de los autores anteriormente mencionados y en los criterios establecidos para la descripción del pozo corazonado Sardinata 3K.

Las facies se encuentran interrelacionadas y forman sucesiones y asociaciones verticales de facies que caracterizan procesos los cuales son asociados a ambientes depositacionales deltaicos dominados por ríos y con influencia de mareas (Figura 13 y 14) ; en el caso particular del campo Sardinata este se encuentra ubicado en el límite de la planicie deltaica superior - planicie deltaica inferior, con depósitos tales como: Rellenos de bahías interdistributarias, Bahías interdistributarias, márgenes de Bahía interdistributaria, canales distributarios, Barras proximales y Albúferas; los cuales son descritos a continuación. **(Anexo 1)**



**Figura 14.** Fotografía satelital del delta del río Ganges que corresponde a un delta dominado por mareas. (Ambiente sedimentario moderno) Modificado de: Google Earth (<http://earth.google.com>)

### 3.2.1.1 Canales Distributarios

La sucesión vertical de facies que caracterizan los canales distributarios es observada en el corazón Sardinata 3K y consiste en la aparición de base a techo de siete facies, de la siguiente manera: Arenisca bioturbada (Ab), Arenisca estratificada (Ae), Arenisca laminada (Al), Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abri) y Limolita bioturbada (Fb) o Limolita con restos carbonosos (Frc) o Arenisca laminada (Al).

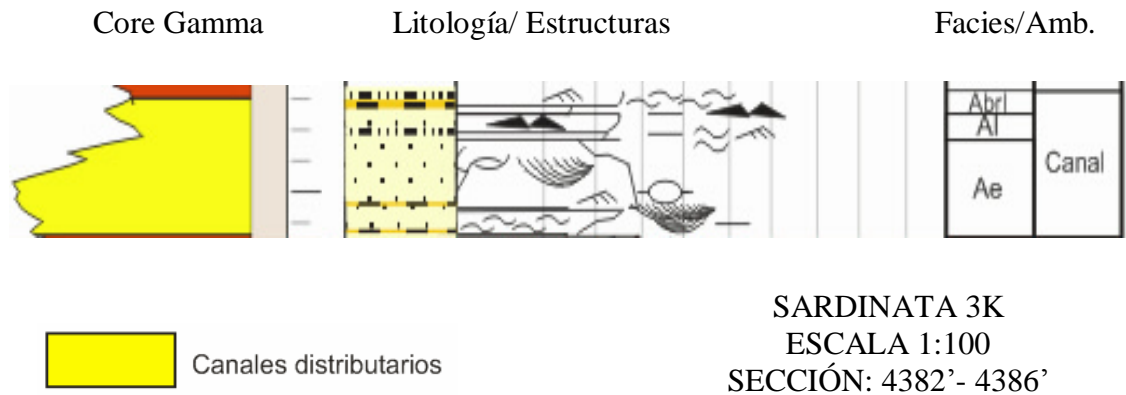
La sucesión vertical de facies mencionada anteriormente representa una idealización del canal distributivo mas completa en cuanto a diversidad de facies; sin embargo, las sucesiones de facies observadas en el corazón corresponden a secuencias “incompletas” de facies. En el corazón descrito se pueden caracterizar

sucesiones de facies del tipo: Arenisca estratificada (Ae), laminada (Al), Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abri); Arenisca bioturbada (Ab), Arenisca estratificada (Ae), Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abri) y Limolita bioturbada (Fb); Arenisca estratificada (Ae), Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abri), Limolita con restos carbonosos (Frc). La figura 15 corresponde a un ejemplo característico de una sucesión de facies interpretada como canal distributivo. Esta sucesión corresponde a una secuencia granodecreciente y sugiere una disminución en la energía de base a techo. En esta se observa la sucesión Arenisca estratificada (Ae), Arenisca laminada (Al) y Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abri), caracterizada por una respuesta en forma de campana aserrada en el registro Core Gamma.

Es importante mencionar que en algunos pozos, especialmente los localizados en el Domo Norte del Campo no muestran claramente esta secuencia; sino electroformas de cilindros aserrados de muy poco espesor los cuales en algunas ocasiones se asemejan a picos, pero que corresponden a Canales como se pudo observar en el pozo corazonado Sardinata 3K. Algunos de estos canales presentan restos de fragmentos leñosos lo que hace que la respuesta de los registros eléctricos se dispare al igual que el potencial espontáneo.

La sucesión de facies caracterizada como canales distributivos presentan espesores que varían de 1 – 18.5 pies. Lo anterior refleja la posibilidad de distinguir canales individuales o grupos de canales amalgamados, los cuales sugieren condiciones diferentes de espacio de acomodación disponible asociado a la posición estratigráfica analizada en el pozo Sardinata 3K.

Según el estudio de electrosecuencias realizado para el Campo, los Canales distributivos tienen mayor espesor y mejor continuidad lateral en los pozos del Domo Sur del campo.



**Figura 15.** Forma característica de la sucesión asociada a canales en el pozo corazonado Sardinata 3K.

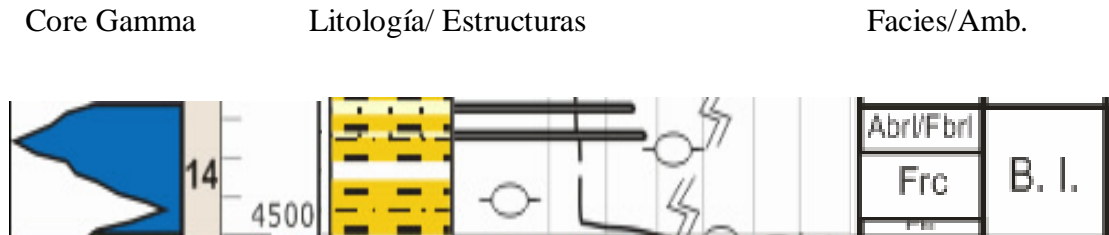
### 3.2.1.2 Bahías Interdistributarias (B.I.)

La sucesión vertical de facies que caracterizan las bahías interdistributarias observadas en el corazón Sardinata 3K, consiste en la aparición de base a techo de cuatro facies, de la siguiente manera: Limolita bioturbada (Fb), Limolita con restos carbonosos (Frc) y Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abri) o Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbri). La sucesión vertical de facies anteriormente mencionada representa una secuencia completa; sin embargo, se observan también solo facies como Fb y Frc que son asociadas con bahía interdistributaria.

La figura 16 corresponde a un ejemplo característico de una sucesión de facies interpretada como bahía interdistributaria. En esta se observa la sucesión mas completa; Limolita bioturbada (Fb), Limolita con restos carbonosos (Frc) y Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abri) o Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbri). Esta sucesión es caracterizada por una respuesta de formas irregulares y picos anormales en el registro Core Gamma. Esta sucesión

corresponde a secuencias de granulometrías finas con intercalaciones gruesas; aunque en algunos casos esta electroforma se ve enmascarada debido a la presencia de fragmentos leñosos que hacen deflectar el registro Core Gamma hacia zonas de menor radiactividad.

La sucesión de facies caracterizada como bahía interdistributaria presentan espesores que varían de 0.7 – 3 pies. En general los depósitos de Bahías Interdistributarias se encuentran en todo el campo, siendo mayor la presencia de estos en el Domo Norte del Campo.



Bahía Interdistributaria

SARDINATA 3K  
 ESCALA 1:100  
 SECCIÓN: 4496'5"- 4500'

**Figura 16.** Forma característica de la sucesión asociada a Bahías Interdistributarias en el pozo corazonado Sardinata 3K.

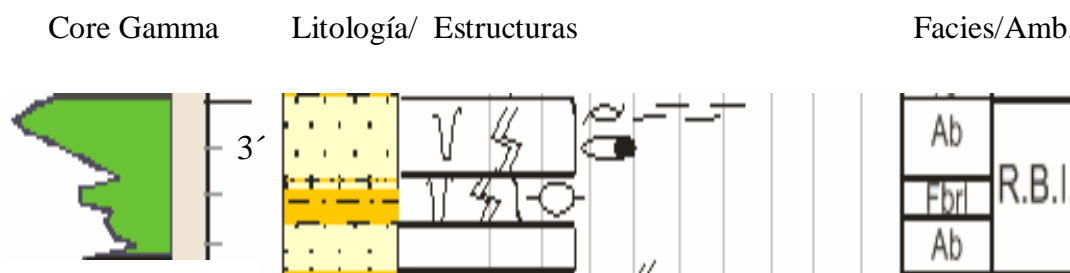
### 3.2.1.3 Rellenos de bahías Interdistributarias (R.B.I.)

La sucesión vertical de facies que caracterizan los rellenos de bahías interdistributarias es observada en el pozo corazonado Sardinata 3K y consiste en la aparición de base a techo de seis facies, de la siguiente manera: Arenisca bioturbada (Ab) o Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abrl), Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbrl), Arenisca con deformación penecontemporánea (Adp), Limolita bioturbada (Fb) y Arenisca laminada (Al).

La sucesión vertical de facies mencionada anteriormente representa una idealización de relleno de bahía interdistributaria completa en cuanto a diversidad de facies; sin embargo, las sucesiones de facies observadas en el corazón corresponden a secuencias “no ideales” de facies. En el corazón descrito se pueden caracterizar sucesiones de facies del tipo: Arenisca bioturbada (Ab), Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbrl), Arenisca con deformación penecontemporánea (Adp), Limolita bioturbada (Fb) y Arenisca laminada (Al); Arenisca bioturbada (Ab) y Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbrl); Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abrl) y Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbrl).

La figura 17 corresponde a un ejemplo característico de una sucesión de facies interpretada como bahía interdistributaria. En esta se observa la sucesión Arenisca bioturbada (Ab) y Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbrl), caracterizada por una respuesta en forma de embudo aserrado en el registro Core Gamma; lo que indica secuencias granocrecientes hacia el techo. La sucesión de facies caracterizada como bahía interdistributaria presentan espesores que varían de 1 – 6 pies.

Los depósitos de Rellenos de Bahías Interdistributarias se encuentran mejor desarrollados y con mejor continuidad lateral en los pozos del Domo Norte del Campo.



Rellenos de bahía interdistributaria

SARDINATA 3K  
 ESCALA 1:100  
 SECCIÓN: 4491' - 4494'

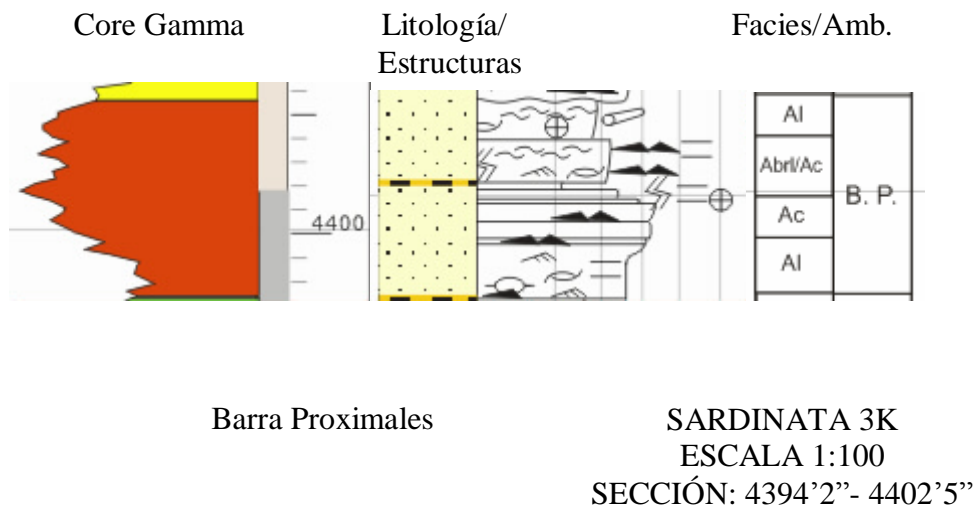
**Figura 17.** Forma característica de la sucesión asociada a Rellenos de Bahías Interdistributarias en el pozo corazonado Sardinata 3K.

### 3.2.1.4 Barras Proximales (B.P.)

La sucesión vertical de facies que caracterizan las barras proximales es observada en el corazón Sardinata 3K y consiste en la aparición de base a techo de siete facies, de la siguiente manera: Arenisca laminada (Al) o Limolita bioturbada (Fb), Arenisca con clastos (Ac) o Arenisca bioturbada (Ab), Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abrl) y Limolita bioturbada con relictos de laminación. La sucesión vertical de facies mencionada anteriormente representa una idealización de barras proximales mas completa en cuanto a diversidad de facies; sin embargo, las sucesiones de facies observadas en el corazón corresponden a secuencias “incompletas” de facies. En el corazón descrito se pueden caracterizar sucesiones de facies del tipo: Arenisca bioturbada (Ab), Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abrl) y Limolita bioturbada con relictos de laminación; Arenisca laminada (Al), Arenisca con clastos (Ac), Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abrl).

La figura 18 corresponde a un ejemplo característico de una sucesión de facies interpretada como barra proximal. En esta se observa la sucesión Arenisca laminada (Al), Arenisca con clastos (Ac), Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abrl), caracterizada por una respuesta en forma de embudo aserrado en el registro Core Gamma. Esta sucesión corresponde a una secuencia granocrecientes hacia el tope pero en ocasiones la tendencia granulométrica se mantiene constante. La sucesión de facies caracterizada como barras proximales presentan espesores que varían de 2.5 – 8 pies.

En el Domo Norte del campo, se observa poca presencia de las barras proximales, en cambio en el Domo Sur se observa que las barras proximales tienen mayor extensión y por lo tanto mejor conectividad ente ellas.



**Figura 18.** Forma característica de la sucesión asociada a Barras Proximales en el pozo corazonado Sardinata 3K.

### **3.2.1.5 Márgenes de Bahía interdistributaria (M.B.I.) y Albúferas (Alb).**

La sucesión vertical de facies que caracterizan las márgenes de bahía interdistributaria es observada en el corazón Sardinata 3K y consiste en la aparición de base a techo de seis facies, de la siguiente manera: Arenisca bioturbada (Ab), Limolita con restos carbonosos (Frc) o Limolita bioturbada (Fb), Arenisca laminada (Al) o Arenisca bioturbada con relictos de laminación (Abri) o Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbri) y Arenisca con clastos (Ac).

La sucesión vertical de facies mencionada anteriormente representa una idealización margen de bahía interdistributaria mas completa en cuanto a diversidad de facies; sin embargo, las sucesiones de facies observadas en el corazón corresponden a secuencias “incompletas” de facies. En el corazón descrito se pueden caracterizar sucesiones de facies del tipo: Limolita bioturbada (Fb); Limolita con restos carbonosos (Frc), Arenisca laminada (Al) y Arenisca con clastos (Ac); Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbri) y Arenisca con clastos (Ac); Arenisca bioturbada (Ab) y Limolita con restos carbonosos (Frc).

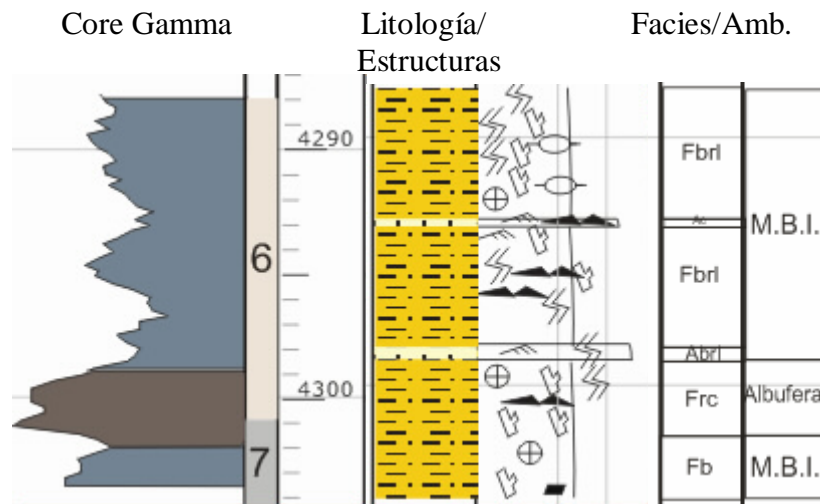
La sucesión vertical de facies que caracterizan las albúferas de base a techo son: Limolita bioturbada (Fb), Limolita con restos carbonosos (Frc).

La figura 19 corresponde a un ejemplo característico de una sucesión de facies interpretada como margen de bahía interdistributaria; en esta se observa la sucesión Arenisca bioturbada con relictos de laminación, Limolita bioturbada con relictos de laminación (Fbri) y Arenisca con clastos (Ac); para la márgenes de bahía interdistributaria y la facies Limolita con restos carbonosos (Frc), que caracteriza las albúferas.

La respuesta de las Bahías Interdistributarias con Fragmentos leñosos y Albúferas corresponde a electroformas irregulares por la presencia de intervalos de alta

radiactividad (probablemente presencia de restos leñosos), mostrando electroformas de Cilindros aserrados o incluso embudos aserrados.

En el campo Sardinata se observa que estos depósitos se encuentran ampliamente distribuidos y localizados hacia el tope de la Formación Barco.



Albúferas

SARDINATA 3K  
 ESCALA 1:100  
 SECCIÓN: 4288' - 4304'

Margen de Bahía interdistributaria

**Figura 19.** Forma característica de la sucesión asociada a Bahías Interdistributarias con Fragmentos leñosos y Albúferas, en el pozo corazonado Sardinata 3K.

### **3.2.2 Formación Catatumbo**

La Formación Catatumbo tradicionalmente se ha interpretado como un depósito de transición entre ambientes de aguas marinas poco profundas a frentes deltaicos progradantes predominantemente lodosos con alguna influencia de marea y desarrollo local de pantanos salobres. (Bouman y Gibson, 1964).

Los trabajos que se conocen en cuanto a la estratigrafía y ambientes de depósito para la Formación Catatumbo en el Campo Sardinata son de Escalante y Rojas (1991); donde se presenta el análisis facial y ambientes de depósito de las Formaciones Catatumbo y Barco a partir de secciones estratigráficas levantadas en campo donde se tomaron direcciones de paleocorrientes y descripción de secciones delgadas de la formación. En este trabajo concluyen que la Formación Catatumbo se acumuló como producto del depósito de medios transicionales y que la parte inferior corresponde a depósitos de prodelta, en la parte media, depósitos de llanuras de marea y pantanos salobres y hacia la parte superior de la formación se evidencia un delta con facies depositadas en canales distributarios y bahías interdistributarias.

La interpretación ambiental de la Formación Catatumbo que se hace en el presente estudio esta basada en las apreciaciones de los autores arriba mencionados y estudios de electrofacies; debido a que no se encuentran disponibles en Ecopetrol-ICP los pozos corazonados para la Formación Catatumbo.

Para el estudio de electrofacies se utilizaron las curvas de resistividad y potencial espontáneo. En la base de la Formación Catatumbo las respuestas que predominan en los registros son los picos, estos se observan aislados y con un espesor promedio de 20 pies; también se encuentran algunas campanas aisladas.

En el tope de la Formación Catatumbo las respuestas más comunes son los picos, que se agrupan formando extensas áreas, con espesores que varían entre 20 y 30 pies.

Con base a información de Escalante y Rojas (1991) y registros, se infiere que la base de la Formación Catatumbo corresponde a un ambiente marino en un frente deltaico, mientras que la parte media y superior son transicionales. Lo mencionado anteriormente se evidencia en las respuestas eléctricas en forma de picos hacia la base que corresponderían a niveles de arena intercalados con sedimentos lodosos. En la parte media y superior de la Formación Catatumbo son frecuentes las respuestas en forma de bloque y campana, que corresponderían a canales distributarios.

### **3.3 PARÁMETROS ESTADÍSTICOS DE LAS FACIES DE LA FORMACIÓN BARCO**

En la tabla del Anexo 2 se encuentra toda la información detallada de la columna estratigráfica (Anexo1); y con base en ellas se realizó la siguiente estadística.

En las Figuras 20 y 21, se observa que las facies con mayor presencia en el pozo Sardinata 3K, corresponden a las facies Abrl y Frc; de las cuales la primera presenta propiedades para roca reservorio.

Las facies de grano fino Fb, Fbrl, Fl y Frc, representan casi en su totalidad los depósitos de bahías, márgenes de bahías interdistributarias y rellenos de bahías interdistributarias (Figura 22). Las facies arenosas Ab, Abrl, Ac, Adp, Ae; se encuentran mejor distribuidas en la totalidad de los depósitos, ya que se presentan tanto en los rellenos de bahía interdistributaria como en las bahías interdistributarias.

POZO SARDINATA 3K

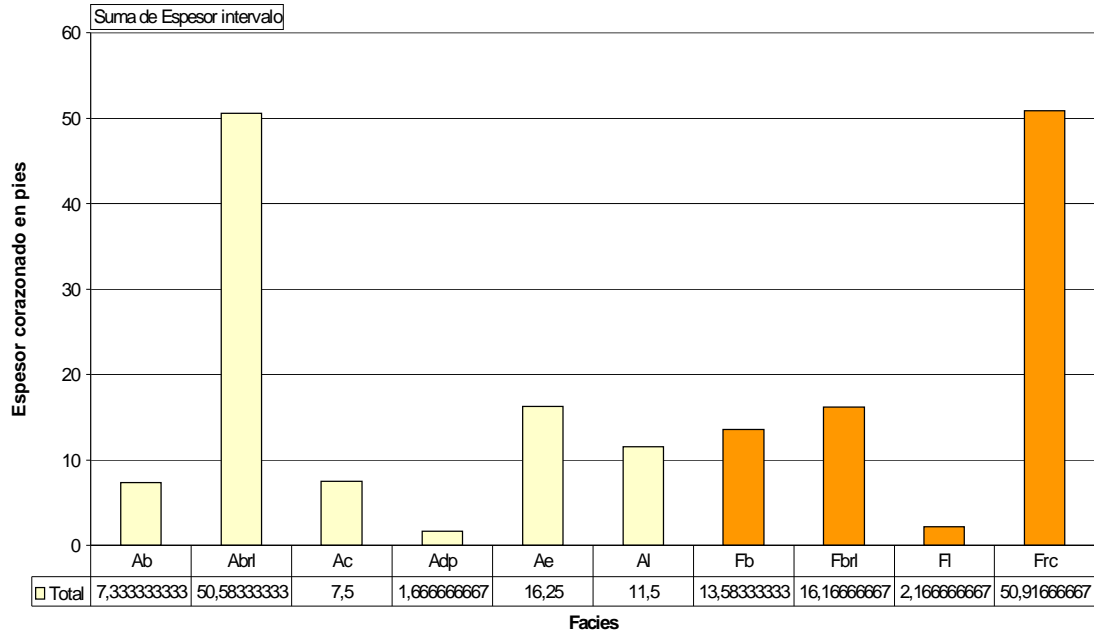


Figura 20. Distribución de espesores de las facies corazonadas en el Pozo Sardinata 3K

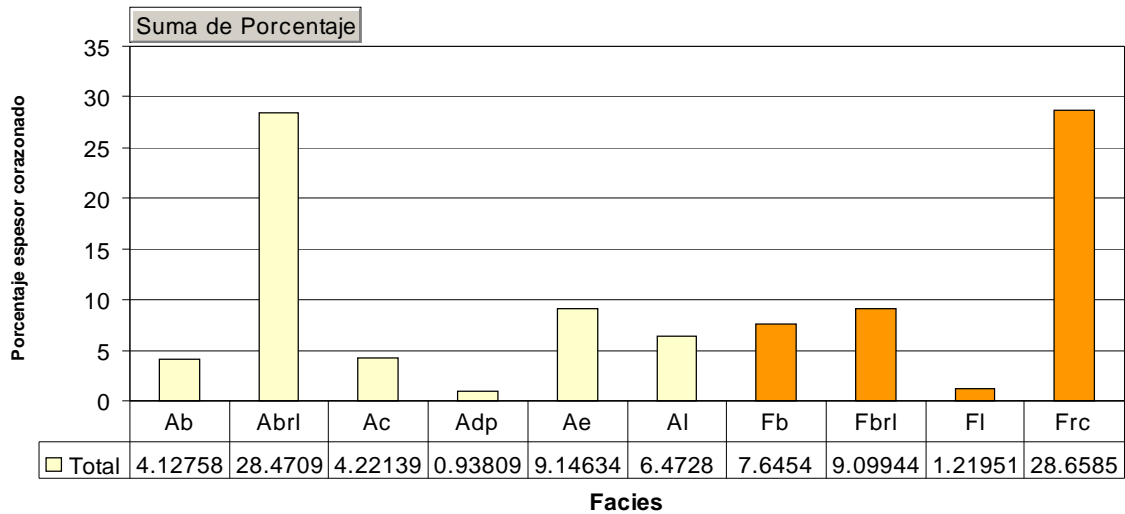
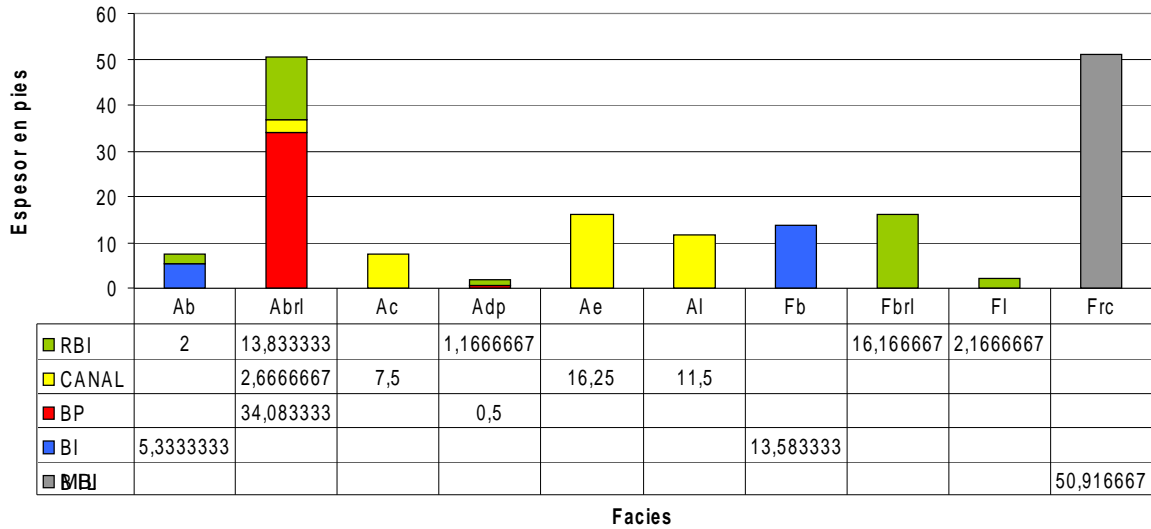
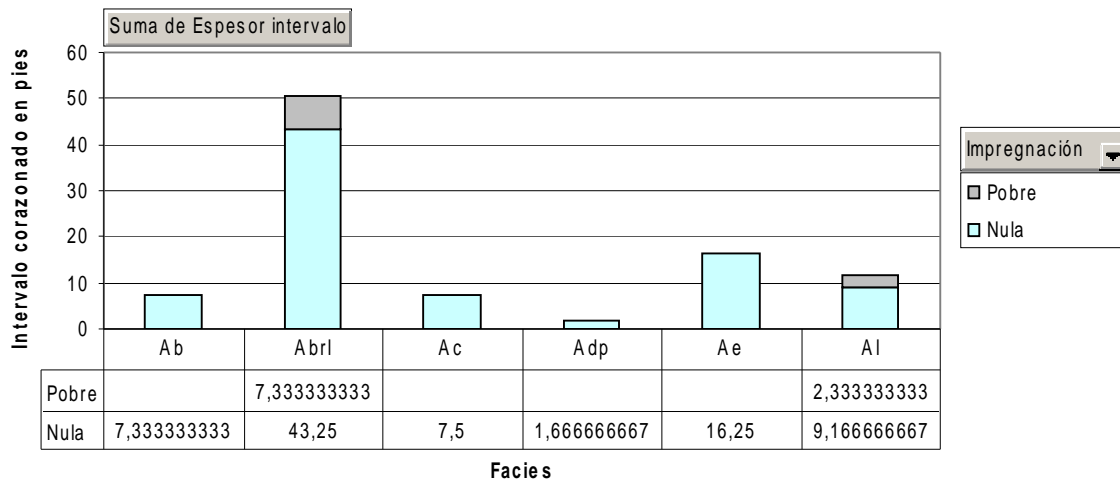


Figura 21. Distribución de porcentajes de las facies corazonadas en el Pozo Sardinata 3K.



**Figura 22.** Distribución de facies por depósito en el Pozo Sardinata 3K.

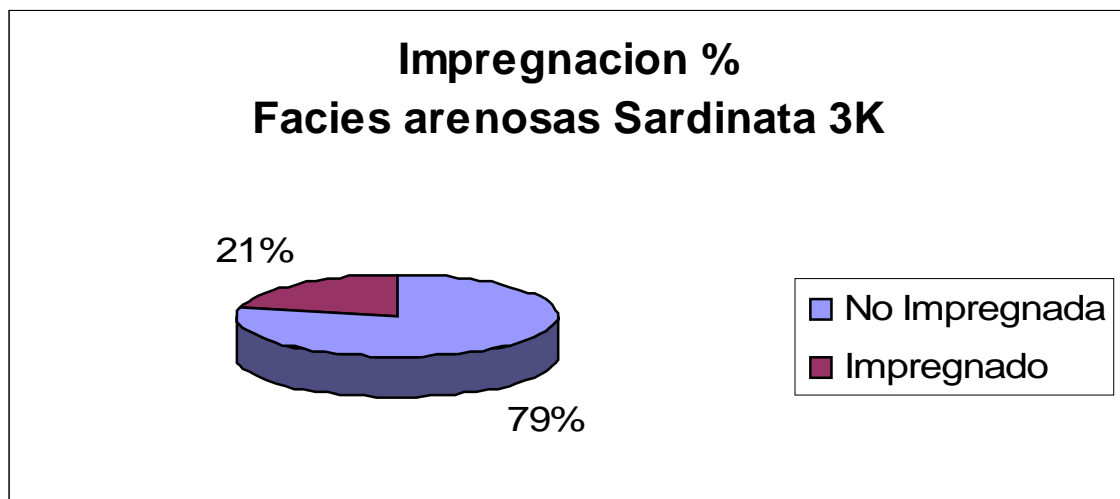


**Figura 23.** Distribución de la impregnación en las facies del Pozo Sardinata 3K.

La facies **Abri** es la única que presenta impregnación en el pozo corazonado Sardinata 3K, y se encuentra en los depósitos de canales distributarios, lo que resulta de gran importancia debido a que los depósitos de canales distributarios presentan buena continuidad lateral (**Figura 23**). En la Figura 24 se muestra el bajo grado de impregnación presente en el intervalo corazonado del pozo, siendo el grado de impregnación muy pobre.

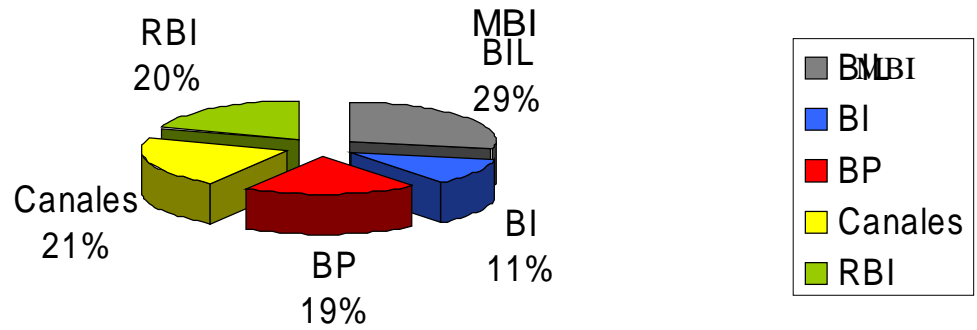
En la Figura 25 se muestra que los depósitos de mayor importancia desde el punto de vista de roca reservorio (canales y barras proximales) presentan un gran porcentaje del total corazonado en el pozo.

De las diez facies determinadas para el pozo corazonado, solo las facies Abri y Al presentaron impregnación en el intervalo corazonado. Aunque el grado de impregnación es pobre se observa que el mayor porcentaje de este se encuentra en la facies Abri, que se encuentra distribuida en depósitos de canales distributarios (**Figura. 26**).

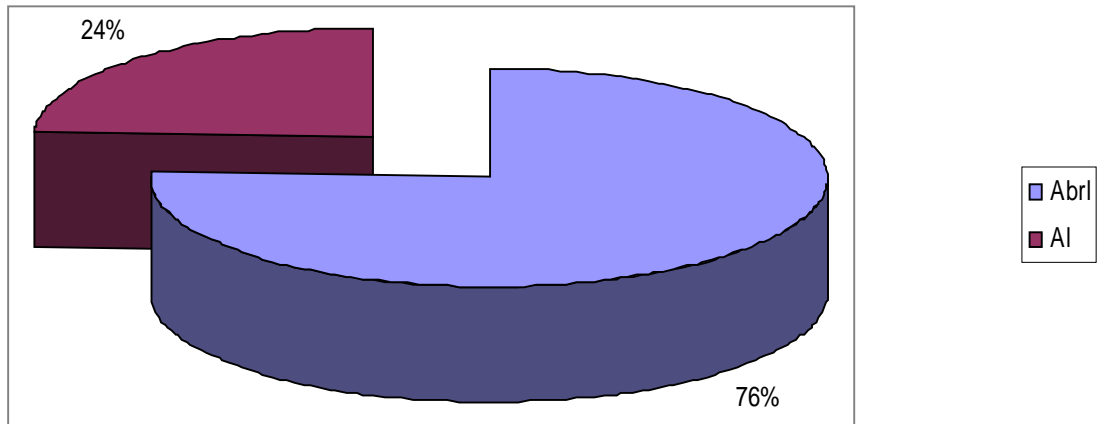


**Figura 24.** Porcentaje de impregnación en el pozo Sardinata 3K.

### % de Depósitos en el intervalo corazonado del Pozo Sardinata 3-k Fm. Barco



**Figura 25.** Porcentaje de los depósitos presentes en el pozo Sardinata 3K.



**Figura 26.** Porcentaje de impregnación por facies en el pozo Sardinata 3K.

### **3.4 PATRONES DE APILAMIENTO Y CICLOS ESTRATIGRÁFICOS**

La manera como los patrones de apilamiento y los ciclos estratigráficos fueron trabajados en este estudio sigue las pautas de la escuela de estratigrafía genética y la fundamentación teórica presentada a continuación esta basada en Álvarez, 2002.

La definición de ciclos estratigráficos requiere del reconocimiento de las asociaciones laterales de facies repetidas en sucesiones verticales de facies. Tales sucesiones pueden obedecer o apartarse de la ley de Walther. La descripción de múltiples capas a través de una sección permite reconocer movimientos pendiente arriba y debajo de las facies y los facies tracts. Los facies tracts corresponden al registro estratigráfico de un sistema depositacional preservado como ensamblajes tridimensionales de sucesiones de facies, los cuales son temporalmente equivalentes.

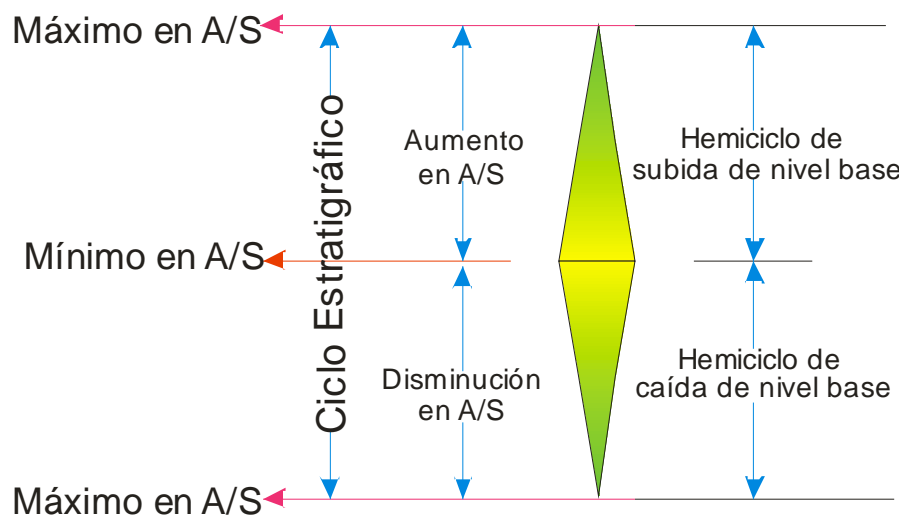
En un ciclo estratigráfico, se considera que registra la respuesta sedimentaria de un ciclo de nivel base (Wheeler, 1964). Un ciclo de nivel base consiste de un hemicyclo de subida (RH) y un hemicyclo de caída (FH) de nivel base. RH describe una condición donde los facies tracts se desplazan hacia el continente o pendiente arriba, el espacio de acomodación se incrementa a partir del perfil depositacional y nueva acomodación es creada en posiciones pendiente arriba y el suministro de sedimento y la energía de transporte en posiciones pendiente abajo disminuye. Un FH describe condiciones donde los facies tracts se desplazan hacia el mar, el espacio de acomodación decrece a través del perfil depositacional y la acomodación se reduce en posiciones pendiente arriba, y el suministro de sedimento y la energía de transporte en posiciones pendiente abajo aumenta. De esta manera un RH y un FH forman un ciclo estratigráfico de nivel base el cual es equivalente a una secuencia genética.

Los límites de los hemicyclos son posiciones de turnaround de hemicyclo de subida de nivel base a hemicyclo de subida de nivel base (RTF) y de hemicyclo de caída de nivel base a hemicyclo de subida de nivel base. Los turnaround registran la culminación de trenes unidireccionales de aumento o disminución de condiciones de Acomodación / Suministro de sedimento (A/S). Los turnaround son puntos de referencia para correlacionar de una posición geográfica a otra a través de diferente facies tracts y a través de la extensión espacial de cada ciclo estratigráfico. Así para obtener correlaciones cronoestratigráficas valederas, es necesario escoger consistentemente puntos de iniciación de los turnaround en las mismas posiciones estratigráficas.

Los ciclos de nivel base son caracterizados con base en patrones de apilamiento de los estratos y/o motivos de sucesiones verticales de facies, los cuales aparecen en diferentes posiciones estratigráficas y a diferente escalas a través de las secciones estratigráficas. Los patrones de apilamiento son la descripción geométrica de cambios geográficos de los facies tracts y la dirección de desplazamiento dentro de secuencias genéticas sucesivas (Cross, 1988). Los patrones de apilamiento son descritos como de avance hacia el continente (landward-stepping, LS), hacia el mar (seaward-stepping, SS) y verticalmente (vertically stacked, VS).

Los triángulos se usan convencionalmente para describir una jerarquía de los ciclos estratigráficos, el tiempo geológico y las condiciones de A/S que acompañaron los ciclos de nivel base. Convencionalmente la notación de triángulos es usada para describir los ciclos y los hemicyclos de nivel base. Un RH es designado como un triángulo con su ápice hacia arriba y un FH es representado con un triángulo con su ápice hacia abajo (**Figura 27**). Un ciclo simétrico es representado por un RH y por un FH de iguales dimensiones; un ciclo ligeramente asimétrico es representado por un RH y un FH de dimensiones diferentes; finalmente un ciclo asimétrico es representado solo por un RH o un FH.

Un ciclo simétrico representa sedimentación continua en una posición geográfica constante a través del tiempo; en un ciclo parcialmente asimétrico el ciclo mas pequeño representa menor acumulación de sedimentos por unidad de tiempo que el otro hem ciclo y en un ciclo asimétrico los estratos correspondiente al hem ciclo que se pierde son interpretados como sedimento inicialmente sedimentado y posteriormente erodado o nunca depositado, ya sea debido a sobrepaso (bypass) o estorbación (starvation).

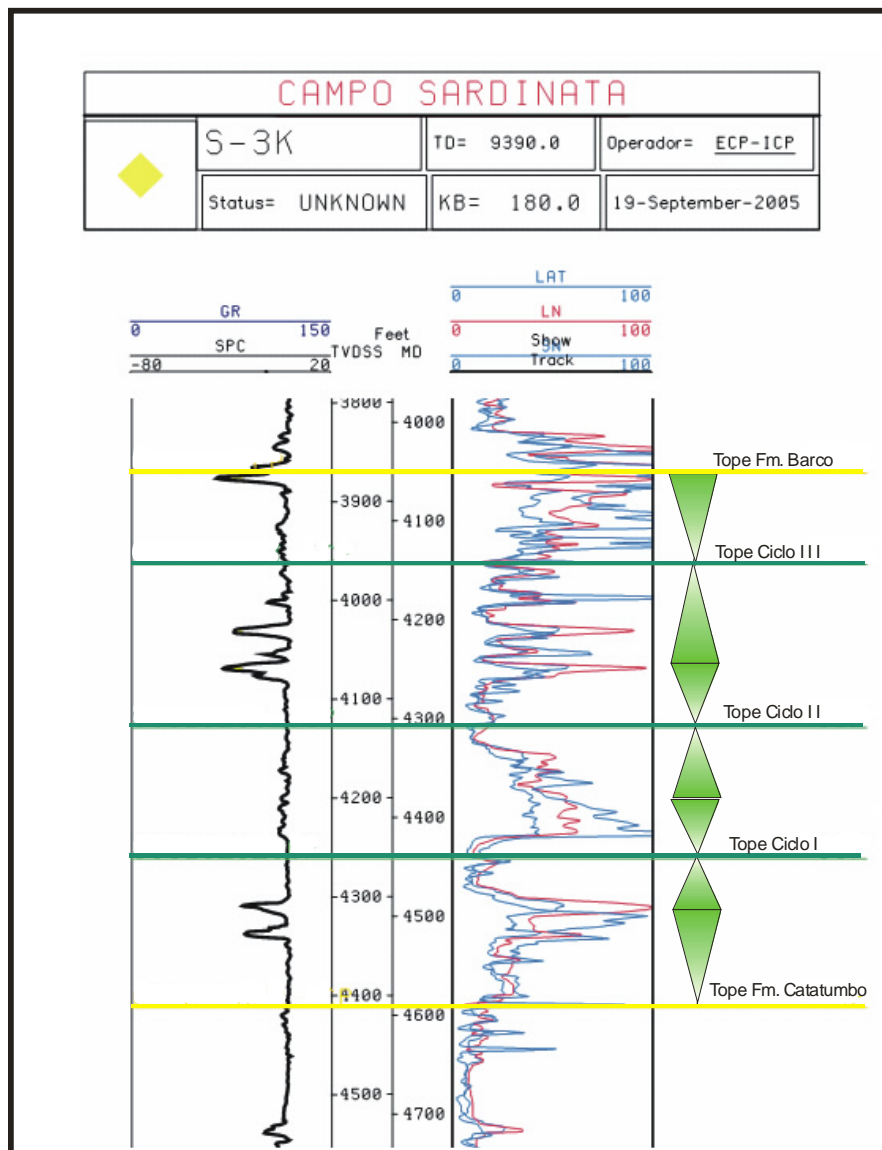


**Figura 27.** Explicación de la notación de ciclos.

Los ciclos estratigráficos asignados para la Formación Barco corresponden a ciclos estratigráficos de tercer orden, es decir ciclos de cambios relativos o eustáticos del nivel del mar que tienen una duración del orden de 1 a 10 millones de años. (Vail *et al*, 1977)

La ciclos para la Formación Barco fueron definidos teniendo como referencia el pozo corazonado Sardinata 3K y la respuesta de los registros de pozo; básicamente, potencial espontáneo (SP), registro de rayos Gamma (GAMMA RAY) y los registros resistivos normal corto (SN) y registro resistivo normal largo (LN).

Para la Formación Barco en el Campo Sardinata se identificaron en los registros de pozo cuatro ciclos estratigráficos asimétricos, desde más antiguo (Ciclo I) a más joven (Ciclo IV) **Figura 28**. Cada uno de estos ciclos representa secuencias de somerización hacia el tope del ambiente de depósito y fueron correlacionados con otros pozos. (**Anexos 3 y 9**).



**Figura 28.** Ciclos de la Formación Barco. Pozo Sardinata 3K

### 3.4.1 Ciclo I

Caracterizado por tendencias unidireccionales en cambios de paleoambientes: Hemiciclo de caída de nivel base (Disminución de la relación A/S) caracterizada por la sucesión vertical bahías interdistributarias a rellenos de bahías interdistributarias. (Tope de la Formación Catatumbo)

Hemiciclo de subida de nivel base (Aumento de la relación A/S) caracterizada por la sucesión vertical de rellenos de bahías interdistributarias a bahías interdistributarias a margen de bahía interdistributaria a barras proximales.

Ciclo ligeramente asimétrico hacia abajo. **(Anexo 1)**

### 3.4.2 Ciclo II

Ciclo de baja frecuencia (Tercer orden). Caracterizado por tendencias unidireccionales en cambios de paleoambientes: Hemiciclo de caída de nivel base (Disminución de la relación A/S) caracterizada por sucesión vertical de Margen de Bahía interdistributaria a relleno de bahía interdistributaria a Bahía interdistributaria a barras proximales a canales distributarios.

Turnaround caracterizado por predominancia de facies arenosas asociadas a barras proximales. Hemiciclo de subida de nivel base (Aumento de la relación A/S) muestra una sucesión vertical de paleoambientes inversa terminando con márgenes de bahía interdistributaria con abundantes fragmentos leñosos en posiciones de máxima acomodación. Ciclo ligeramente asimétrico hacia arriba. **(Anexo 1)**

### 3.4.3 Ciclo III

El Ciclo III fue depositado en una situación similar al ciclo II ya que presenta canales distributarios y márgenes de bahías interdistributarias, pero predominantemente en condiciones deltaicas superiores.

Caracterizado por tendencias unidireccionales en cambios de paleoambientes: Hemiciclo de caída de nivel base (Disminución de la relación A/S) caracterizada por sucesión vertical de Margen de Bahía interdistributaria a Albúfera.

Turnaround caracterizado por predominancia de facies arcillosas asociadas a albúferas. Hemiciclo de subida de nivel base (Aumento de la relación A/S) muestra sucesión vertical de paleoambientes de margen de bahía interdistributaria a canal distributivo. Ciclo ligeramente asimétrico hacia arriba.

En el intervalo correspondiente a 4210' – 4230' se observa una pobre impregnación de hidrocarburos. **(Anexo 1)**

### 3.4.4 Ciclo IV

Hemiciclo de caída de nivel base (Disminución de la relación A/S) caracterizada por la sucesión vertical de rellenos de bahías interdistributarias a bahías interdistributarias a albúferas. Muestra una progresiva caída de nivel base y una tendencia general a la disminución de la relación A/S.

La secuencia deltaica se cierra en este ciclo por depósitos de planicie deltaica superior. Este ciclo está caracterizado por depósitos asociados a una planicie deltaica superior afectados por una influencia mareal.

## 4. MODELO ESTRUCTURAL

Para desarrollar el modelo estructural de los yacimientos Barco y Catatumbo del Campo Sardinata, se definió en primer lugar el modelo estructural general del Campo con base en bibliografía disponible, elaboración e interpretación de cortes estructurales (**Anexo 10**), registros de dipmeter (**Anexo 4**), y la interpretación de las líneas sísmicas para observar con mayor detalle la geometría y el comportamiento de las estructuras que conforman el campo, y proponer de acuerdo a los resultados obtenidos un modelo estructural de los yacimientos que reúna todas las características observadas.

Posterior a la interpretación sísmica de las diferentes estructuras presentes en el campo, se construyeron los mapas estructurales en tiempo de las formaciones Barco y Catatumbo (**Anexos 5 y 6**) por medio del software SeisWorks pertenecientes a la plataforma Landmark. Para la conversión de tiempo a profundidad en cada Formación se empleó una función generada de la información de los pozos presentes en el campo. Posteriormente con el software Discovery de Geographix se realizó la operación para obtener los mapas estructurales en profundidad (**Anexos 7 y 8**). Estos mapas fueron revisados y ajustados con la información de los pozos perforados en el campo.

### 4.1 DESCRIPCIÓN GEOMÉTRICA

Estructuralmente el Campo Sardinata corresponde a un anticlinal asimétrico con doble *plunge* (cabecero) de rumbo aproximado N-S; el cual forma dos domos en el campo denominados domo Norte y Domo Sur (Posada, 2002); el campo Sardinata esta asociado a una zona de fallas de cabalgamiento de dirección N-S con vergencia al W y buzamiento al E cuyo despegue se presenta en el basamento y

afecta gran parte de la secuencia Cretácea y pliega toda la cobertera sedimentaria (Posada, 2002).

Como herramienta adicional para un mejor entendimiento de la geometría del campo Sardinata se interpretó el corte estructural B-B' (**Figura 29**) que tiene sentido W-E, y fue realizado por Ingeominas (1967) correspondiente a la elaboración del mapa geológico del cuadrángulo F-13 TIBÚ; y atraviesa el Domo Sur del campo Sardinata.

En este corte se puede observar que en el anticlinal de Sardinata afloran unidades Terciarias, donde el flanco Este presenta capas cuyos buzamientos son mayores que en el flanco Oeste. En el sinclinal de Sardinata aflora el cuaternario aluvial (Qal), y hacia la parte más oriental en el anticlinal de Petrólea se observa un fuerte fallamiento de tipo inverso y de alto ángulo con vergencia hacia el Occidente y buzando hacia el Este. Aquí el buzamiento es mayor hacia el Oeste donde afloran unidades Cretáceas hacia el eje del anticlinal, y hacia los flancos afloran unidades Terciarias. Posteriormente se realizaron dos secciones transversales con dirección W-E en el Domo Norte y Domo Sur del campo, con el fin de visualizar el salto de falla que presentan las formaciones Barco y Catatumbo y la geometría de los flancos del anticlinal de Sardinata (**Anexo 10 y 11**).

## **4.2 CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE LAS FORMACIONES**

Debido a que el campo Sardinata solo cuenta con un registro Check Shot el cual fue adquirido para el pozo Sardinata-3, y que a su vez es de pobre calidad de datos de velocidades (Exxon, 1993), no se pudo desarrollar a plenitud una buena caracterización sísmica con el fin de determinar probables anomalías en las velocidades para las Formaciones Barco y Catatumbo.

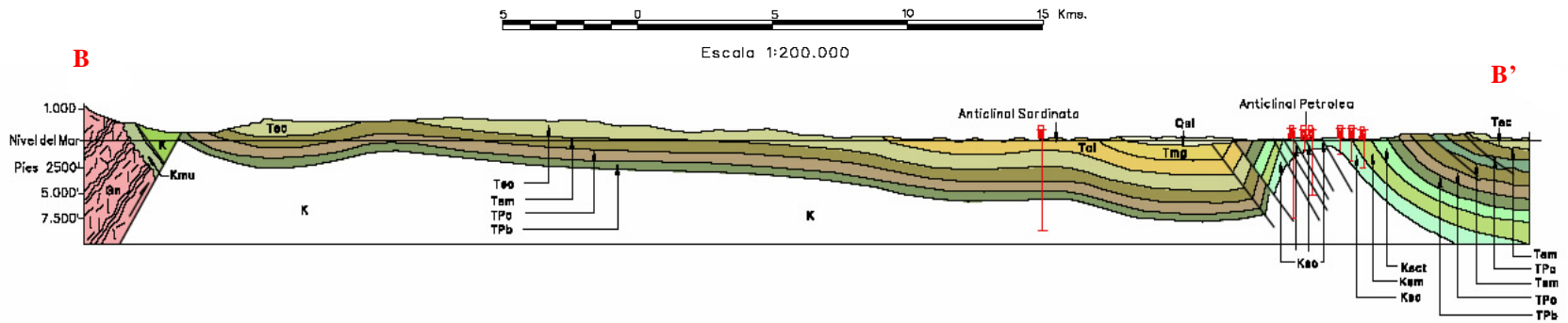
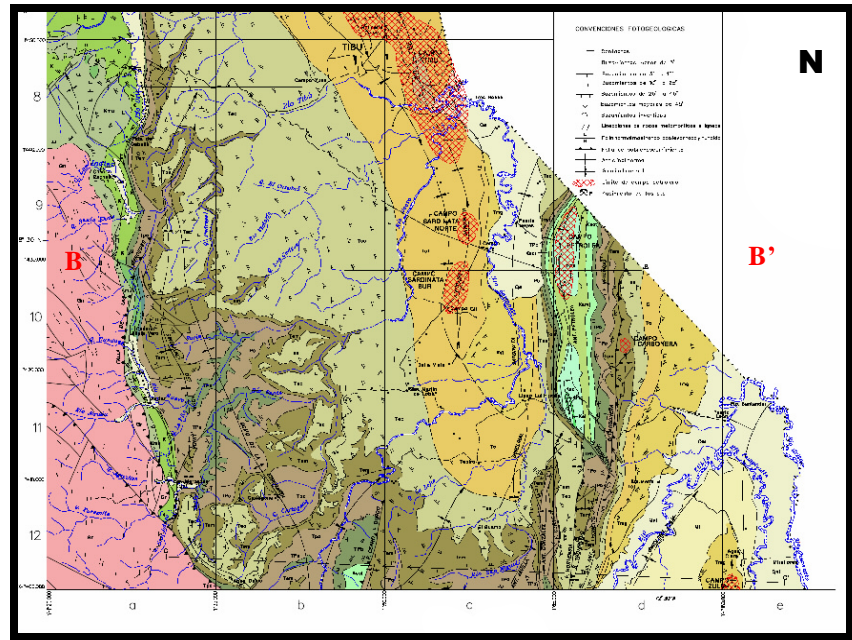


Figura 29. Corte Estructural B-B', con sentido W-E que atraviesa el Domo Sur del Campo Sardinata. (Tomado de Ingeominas 1967).

#### 4.2.1 Caracterización sísmica de la Formación Barco

La Formación Barco se delimitó sobre un pico de amplitud y frecuencia media. Generalmente, el espesor de la Formación Barco se caracteriza en las líneas sísmicas por 5 picos y por 4 valles, con una amplitud media y frecuencia media. **(Tabla 3).**

**Tabla 3.** Caracterización sísmica de la Formación Barco

Formación	Espesor	Tiempo Doble	Polaridad	Amplitud	Frecuencia
Barco	500 pies	1100 ms	5 picos 4 valles	Media	Media

#### 4.2.2 Caracterización sísmica de la Formación Catatumbo

La Formación Catatumbo se delimitó sobre un valle de amplitud y frecuencia media. El espesor de la Formación Catatumbo se caracteriza en las líneas sísmicas por 4 picos y por 5 valles, con amplitud y frecuencia media **(Tabla 4).**

**Tabla 4.** Caracterización sísmica de la Formación Catatumbo.

Formación	Espesor	Tiempo Doble	Polaridad	Amplitud	Frecuencia
Catatumbo	600 pies	1400 ms	4 picos 5 valles	Media	Media

### 4.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

La información sísmica constituye otra herramienta en la interpretación de un área, porque permite tener una información regional de esta, desde el punto de vista tectónico y estratigráfico; además, permite calibrar e integrar la información generada por otras herramientas tales como: registros de pozo, registros dipmeter, geología de superficie y así obtener un mejor criterio para la reconstrucción de los eventos que formaron las estructuras presentes en el campo. De esta manera se pueden llegar a predecir los comportamientos y rasgos estructurales predominantes de las rocas almacenadoras y sellos presentes en la cuenca, de acuerdo a la historia geológica ocurrida en la región.

La interpretación sísmica fue realizada usando el software SeisWorks pertenecientes a la plataforma Landmark y la información geológica fue cargada en la base de datos de Openworks (Proyecto Geológico: Catatumbo). La interpretación de las líneas sísmicas corresponde a los programas Nuevo Leoncito-99 (NL-99) y Tasajero Central-86 (TC-86).

Las líneas sísmicas realizadas por la campaña Nuevo Leoncito-99, tiene en su mayoría una dirección W-E con una separación entre ellas de aproximadamente 7Km; y una línea sísmica de orientación N-S la cual atraviesa el domo norte y el domo sur del campo. Las líneas sísmicas desarrolladas en la campaña Tasajero Central-86 tienen una dirección aproximada NE-SW (TC-86-112) y NW-SE (TC-86-103), las cuales solo atraviesan el domo sur de la estructura. La anterior información se integró con la geología de superficie, los datos estructurales, registros de Dipmeter, topes de los pozos del sector y del campo y las velocidades tomadas del registro CheckShot del pozo Sardinata Sur 3 en el año de 1957. La información sísmica y de pozo es buena, ocasionalmente de regular calidad, con esta información es posible, definir con un buen grado de confiabilidad los eventos que controlaron la formación del campo.



## 4.4 RASGOS ESTRUCTURALES PREDOMINANTES

### 4.4.1 Pliegues

En la Cuenca del Catatumbo se observan una serie de pliegues anticlinales de dirección regional NW – SE a N – S y una longitud aproximada en superficie de 46Km, conformando el flanco oriental de la cuenca del Catatumbo (Arias y Cardona, 2001).

El anticlinal de Sardinata presenta un doble plunge (cabeceo) formando el Domo Norte y el Domo Sur del campo (**Figura 31**), con su flanco anterior (*forelimb*) bastante corto con longitudes que varían entre 1 y 1.5 Km. en comparación con la longitud del flanco posterior (*backlimb*) que varia entre 6 y 8 Km. (Arias y Cardona, 2001), como se puede observar en la línea sísmica NL-99-1830 (**Figura 32**).

Al costado oriental del flanco posterior (*backlimb*) del anticlinal se presenta una zona de ruido producto de una zona de fallas y altos valores de buzamientos de los flancos; que a su vez constituye una zona de transferencia entre el anticlinal de Petrólea y el anticlinal de Sardinata como se puede ver en las líneas sísmicas NL-99-1830, NL-99-1800 y NL-99-1650 (**Figuras 32, 33 y 34**) de dirección W-E y que atraviesan el campo. Esto provoca un desarrollo de estructuras *en echelon* que se propagan hasta los campos de Tibú y Socuavó conformando la serie de los anticlinales semiparalelos de Socuavó-Tibú-Sardinata de Norte a Sur respectivamente.

Estos pliegues anticlinales probablemente fueron formados por flexión de falla en donde la cobertera Cretácica esta afectada por un fallamiento de tipo inverso con vergencia al occidente y buzamiento al oriente; estas fallas inversas de alto ángulo

cortan y desplazan tanto al basamento cristalino como a la Cobertera Cretácica, la Secuencia Terciaria esta caracterizada por plegamiento y ausencia de fallamiento, aunque en algunas líneas sísmicas la Secuencia Terciaria presenta saltos de falla muy pequeños producidos por este fallamiento **(Figuras 31, 34 y 36)**.

La mayor presencia de fallamiento se produce en la Secuencia Cretácica más que en la Terciaria, debido probablemente a que esta última secuencia esta conformada principalmente por shales (Formaciones Colon y Mito Juan) que absorben la deformación producida por la falla en el paquete competente infrayacente presentando un acortamiento por compresión; por esta razón la falla no corta las unidades superiores sino que las deforma por deslizamiento flexural o deformación interna (Posada, 2002).

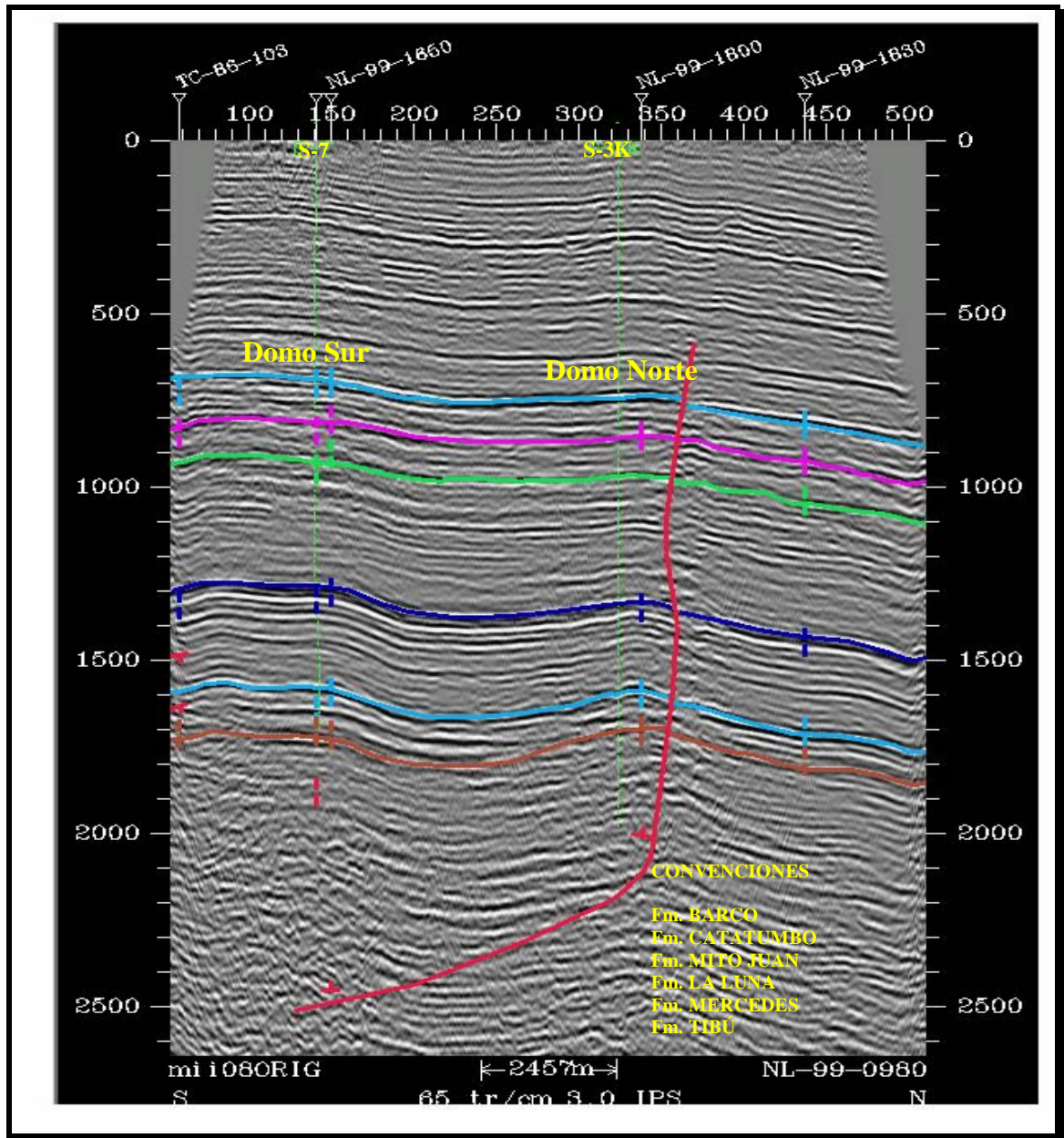
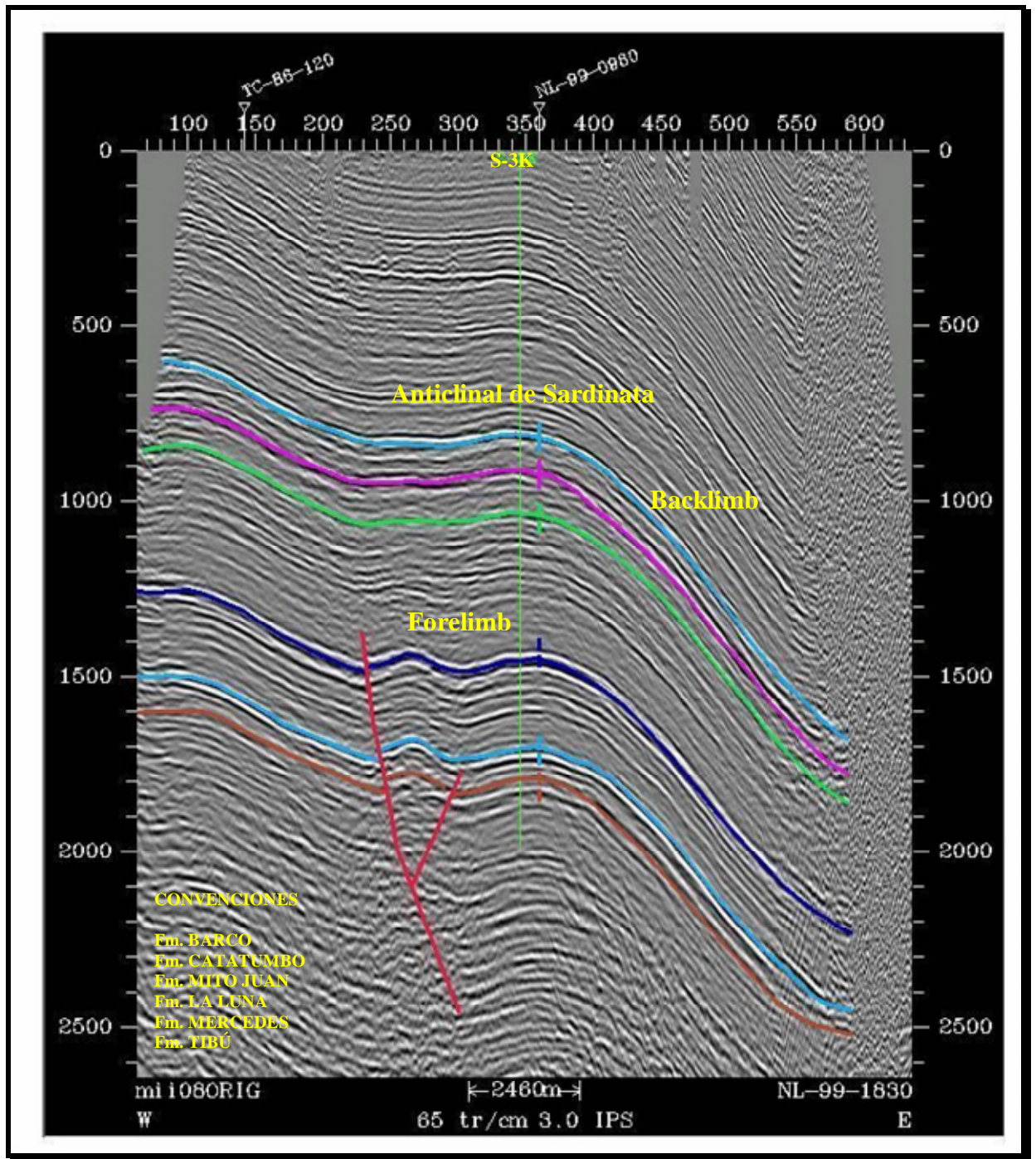


Figura 31. Domo Norte y Domo Sur del Campo Sardinata. (Línea sísmica NL-99-0980).



**Figura 32.** Características geométricas del Anticlinal de Sardinata. (Línea sísmica NL-99-1830).

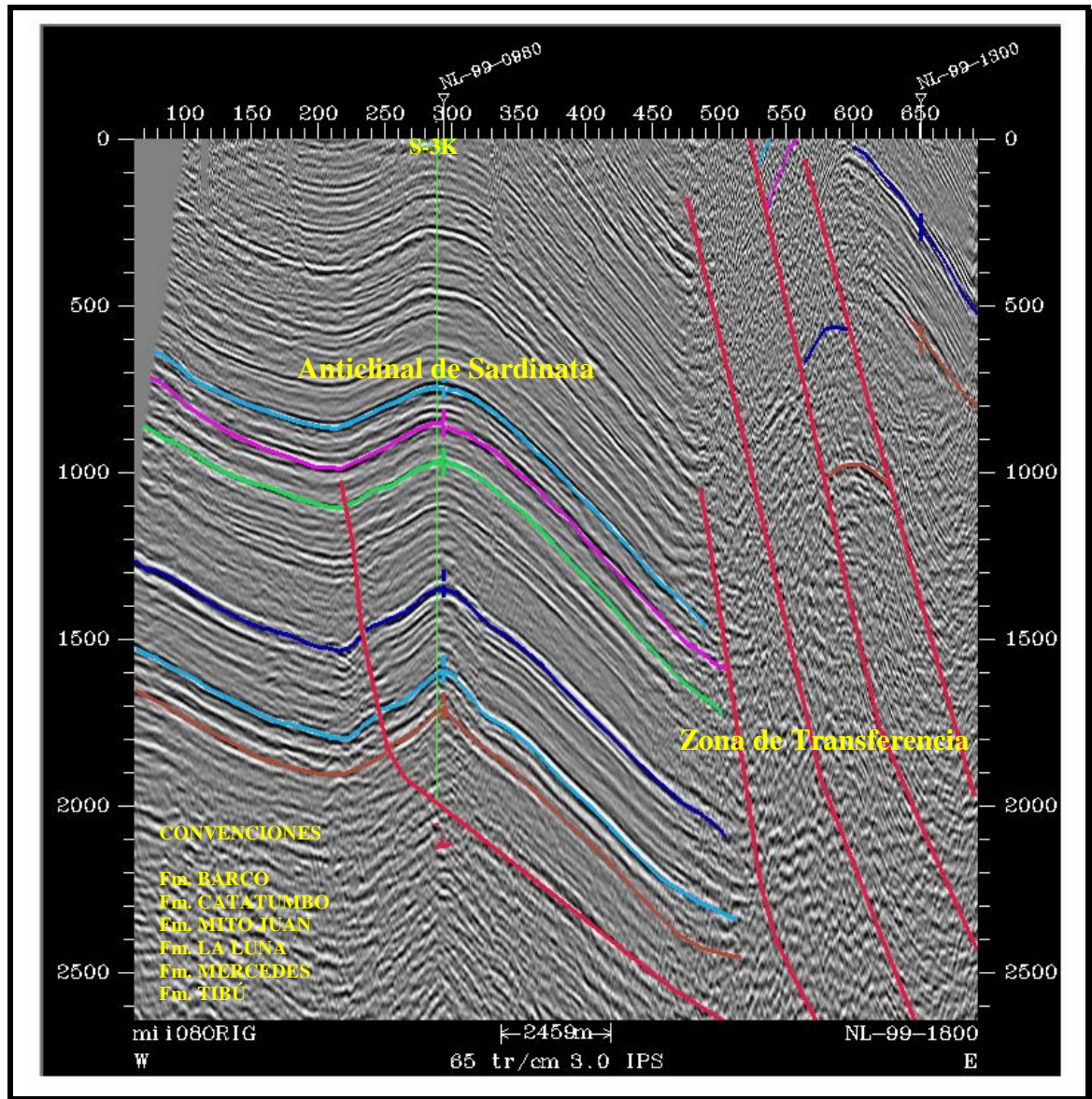
#### 4.4.2 Fallas

El Campo Sardinata se encuentra afectado por un fallamiento de tipo inverso de rumbo aproximado N-S como se observa en los mapas estructurales en profundidad desarrollados para los yacimientos (**Anexo 7 y 8**), con vergencia al occidente y buzamiento al oriente, estas fallas de alto ángulo presentan una zona de despegue en el basamento cristalino cortando y desplazando tanto a la secuencia Cretácica como al basamento.

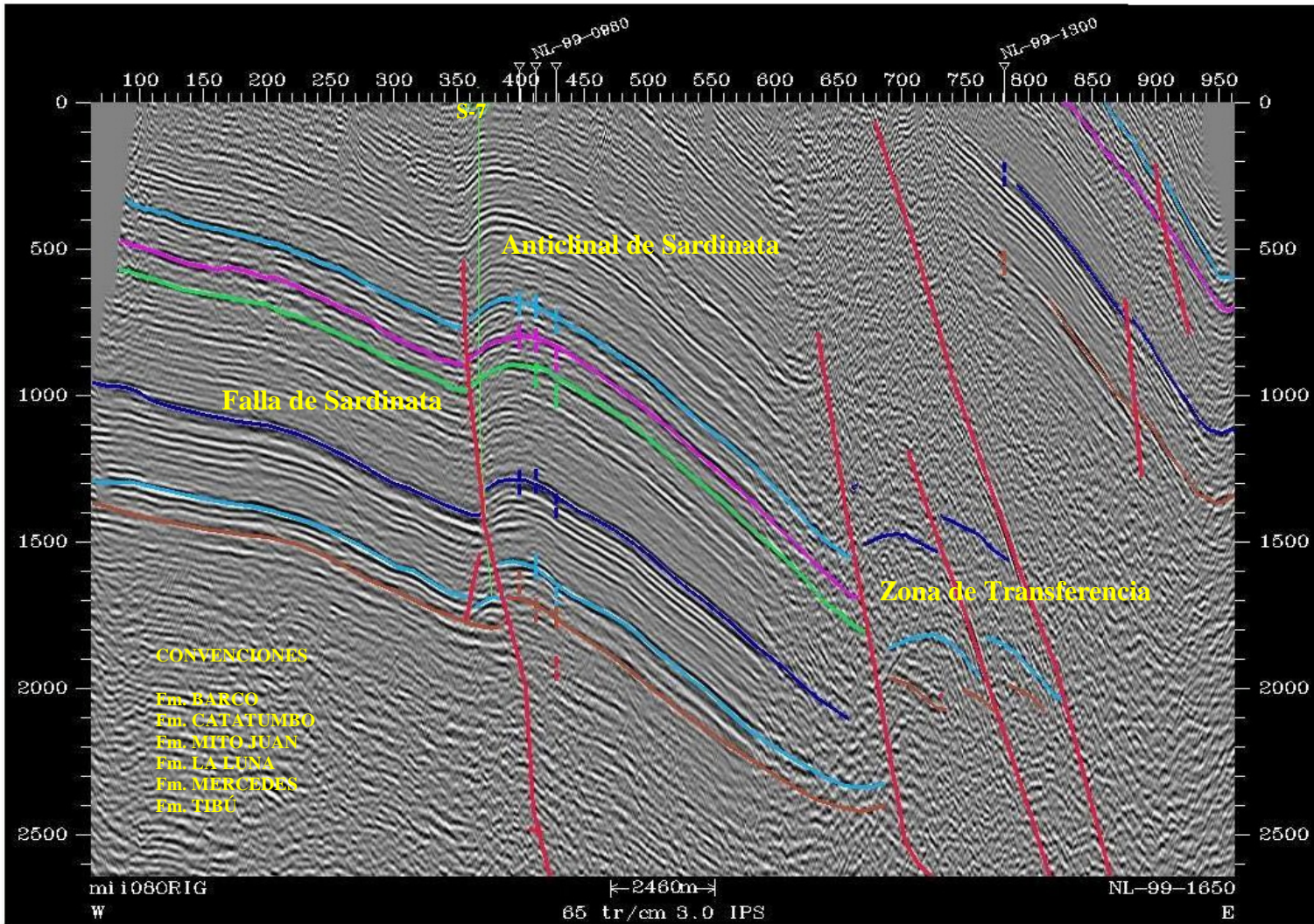
Este fallamiento produce grandes saltos de falla en la secuencia Cretácica mientras en los pocos sectores donde se corta la secuencia Terciaria el salto de falla es muy pequeño (**Figura 34**). En la mayoría de las líneas sísmicas se logra observar que la vergencia y buzamiento de estas fallas es hacia el occidente y oriente respectivamente (**Figuras 32, 33 y 34**), aunque en la Figura 32 correspondiente a la línea sísmica NL-99-1830 se observa una pequeña falla inversa de vergencia hacia el oriente y buzamiento hacia el occidente; esta pequeña falla se desprende de la falla inversa principal que presenta despegue en el basamento y tiene un buzamiento hacia el este y vergencia al oeste formando una estructura en flor incipiente la cual afecta solo a la secuencia Cretácica.

En el domo Norte de la estructura se observa que la secuencia Terciaria es afectada por una falla inversa de alto ángulo y con despegue en el basamento la cual cambia su dirección de buzamiento al pasar de las rocas Cretácicas a Terciarias (**Figura 31**). Esto probablemente es debido a un enterramiento de la falla o por el cambio en el comportamiento mecánico de las rocas de la secuencia Cretácica-Terciaria. En el Domo Norte la falla presenta un cambio de rumbo de N-S a NE-SW (**Anexos 7 y 8**), en comparación con el rumbo que presenta la falla en el Domo Sur del campo el cual es N-S; en el Domo Sur la falla se encuentra localizada en el extremo occidental del campo Sardinata por lo tanto, no se

observa en la línea sísmica TC-86-103 de sentido N-S, que atraviesa el Domo Sur del campo Sardinata (**Figura 35**).



**Figura 33.** Zona de Transferencia entre el Campo Petrolea y el campo Sardinata. (Línea sísmica NL-99-1800).



**Figura 34.** Falla de Sardinata, produciendo pequeños saltos de falla en la secuencia Terciaria. (Línea sísmica NL-99-1650).

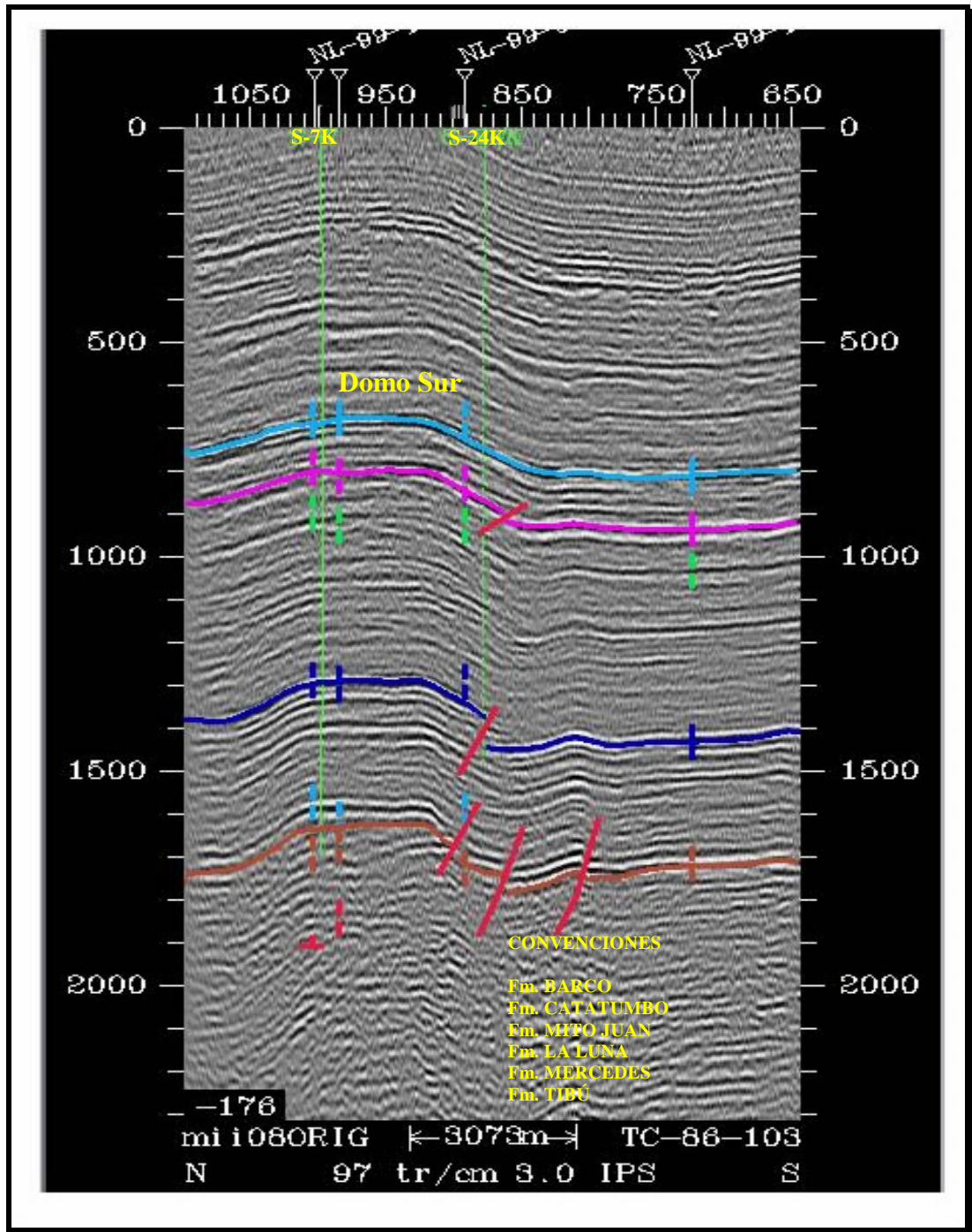


Figura 35. Domo Sur del Campo Sardinata. (Línea sísmica TC-86-103).

#### 4.5 ESTILO ESTRUCTURAL CAMPO SARDINATA

De acuerdo a la interpretación de las líneas sísmicas del campo Sardinata, se puede observar que la secuencia Terciaria en su mayoría se encuentra plegada producto de la propagación de la falla Sardinata (**Figura 36**). Esta falla buza hacia el este y tiene una vergencia hacia el occidente; además presenta una zona de despegue profundo la cual no alcanza a observarse en la Figura 36, que va de este a oeste desde el campo Petrólea en donde a su vez se puede observar una zona de difícil interpretación producto del alto buzamiento del flanco occidental del anticlinal de Petrólea (**Figura 34**); y se constituye en una zona de transferencia de falla producto del gran fallamiento de tipo inverso que corta y desplaza tanto al basamento como a la secuencia Cretácica. Esta zona de transferencia de falla produce un pliegue anticlinal en el campo Sardinata, con su flanco oriental mas largo que el occidental y de dirección aproximada N-S; estos anticlinales (Petrólea y Sardinata) se encuentran alineados entre si de forma paralela pero oblicuos a la zona de deformación formando lo que se conoce como pliegues *en echelon*.

A diferencia de este arreglo de estructuras anticlinales que forman el llamado “tren estructural” de Socuavó-Tibú-Sardinata en los cuales se observa fallamiento inverso de gran ángulo que involucra basamento, con la generación de estructuras *en echelon* y que esta restringido a la esquina Suroriental de la cuenca, en la parte central de la cuenca del Catatumbo se observan “estructuras en flor” (**Figura 36**), pliegues y fallas inversas con despegues poco profundos que no involucran basamento las cuales en primera instancia constituyen en si un estilo estructural totalmente diferente en comparación al observado en el área de estudio de nuestro trabajo.

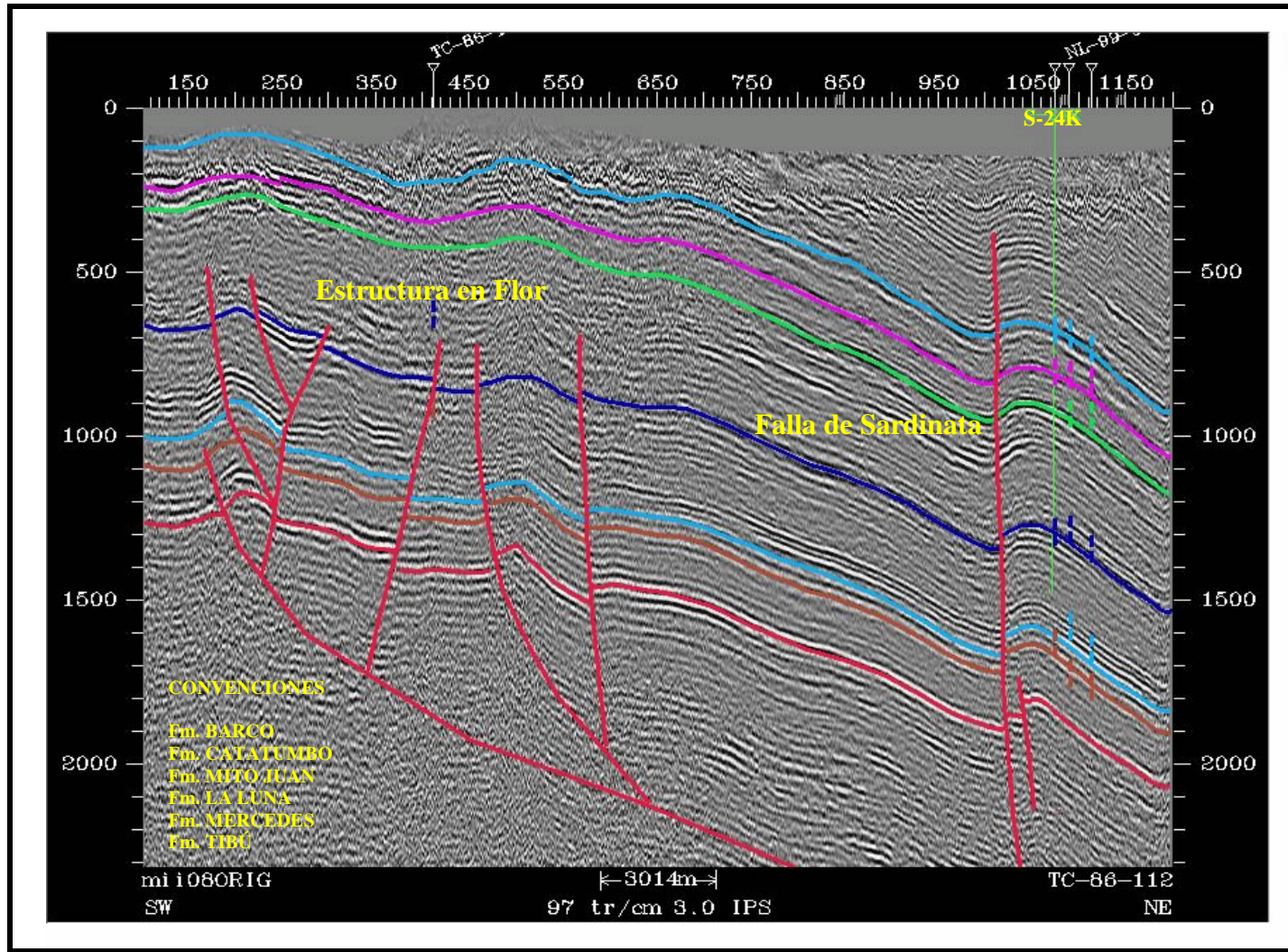
De acuerdo a lo anterior dos estilos estructurales diferentes han sido descritos en la cuenca del Catatumbo, el primero de ellos esta dominado por pliegues y fallas

inversas que presentan una zona de despegue poco profunda, y el segundo caracterizado por fallas inversas que involucran basamento (Exxon, 1993).

De acuerdo a los resultados obtenidos en la integración de las diferentes herramientas utilizadas para el desarrollo del modelo estructural, se puede definir que el campo Sardinata hace parte de un estilo estructural conformado por estructuras anticlinales alineadas paralelamente entre si y de dirección regional NW-SE a N-S, estas estructuras conforman pliegues *en echelon* formados por flexión de falla; estas fallas son de tipo inverso de alto ángulo que cortan y desplazan tanto al basamento como a la secuencia sedimentaria Cretácea. Por lo tanto, el estilo estructural presente en el campo Sardinata en realidad se considera asociado a un estilo estructural secundario definido como fallamiento inverso que involucra basamento (Exxon, 1993) y esta restringido a la esquina sur oriental de la cuenca. En el campo Sardinata se observan dos características primordiales que sirven de base para la distinción inicial de fallamiento “tipo wrench”; como son las estructuras arregladas *en echelon* y el confinamiento a zonas lineales apretadas y persistentes como se observa en la zona de transferencia entre los campos de Petrólea y Sardinata (**Figura 34**). Por lo tanto los campos Petrólea, Sardinata y Tibú serian pliegues generados por propagación de fallas *en echelon*, con vergencia al Occidente y formados por un sistema de fallas de rumbo dextrales con tendencia Noreste, estos son pliegues aislados y probablemente arraigados a la falla maestra de rumbo hacia el este (Exxon, 1993).

Con base en lo anterior se puede decir que el estilo estructural predominante para este sector de la Cuenca del Catatumbo corresponde a una tectónica caracterizada por zonas de imágenes pobres debido a buzamientos empinados, “estructuras en flor”, pliegues *en echelon* por flexión de falla y pliegues por propagación de falla, los cuales probablemente esta arraigados a la falla de rumbo principal que involucra basamento, por lo tanto todas estas características estructurales forman parte de una tectónica transpresiva. En la línea sísmica CAT

78-10B que atraviesa el campo Tibú se observan estructuras en flor positivas las cuales son una forma sísmica característica de fallas de rumbo, expresadas como una expansión hacia arriba de la zona de falla, cuyos elementos usualmente tienen separaciones inversas; el desarrollo de las estructuras en flor es mejor donde las fallas de rumbo están acompañadas por componentes de convergencia (Lowell, 1972).



**Figura 36.** Estructura en Flor en el centro de la Cuenca del Catatumbo y presencia de la Falla de Sardinata. (Línea sísmica TC-86-112).

#### **4.6 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO**

Como se pudo observar en la definición del estilo estructural para el Campo Sardinata, los yacimientos Barco y Catatumbo solo son afectados por la Falla de Sardinata en el costado Occidental del Campo (**Ver Anexos 7 y 8**).

Esta falla de tipo inverso produce saltos de falla muy pequeños en la Secuencia Terciaria lo que hace que sea difícil observar el desplazamiento de la Secuencia en las líneas sísmicas; por lo tanto en el Campo Sardinata el fallamiento no corta toda la Secuencia Terciaria sino que la pliega debido al comportamiento dúctil de las Formaciones Colon y Mito Juan (Posada, 2002).

La presencia de la falla de Sardinata y del Anticlinal de Sardinata hace que la trampa de hidrocarburos para el campo sea predominantemente de anticlinal fallado, siendo el bloque techo el de mejor característica para convertirse en una trampa efectiva.

Por lo tanto la Falla de Sardinata divide al campo en dos sectores con características diferentes para el entrapamiento de los hidrocarburos como lo son el costado Oriental y Occidental de la Falla de Sardinata los cuales constituyen respectivamente el bloque techo y el bloque yacente del Anticlinal de Sardinata.

## **4.7 MAPAS ESTRUCTURALES**

Como resultado de la determinación del modelo estructural para el campo Sardinata, se generaron mapas en tiempo y mapas en velocidad con respecto al tope de las formaciones Barco y Catatumbo para después generar los respectivos mapas estructurales en profundidad de las formaciones de estudio.

Estos mapas muestran las estructuras determinadas a partir de la interpretación de las líneas sísmicas, además de mostrar la geometría de la estructura anticlinal que forma el Campo Sardinata.

### **4.7.1 Mapa en tiempo para las formaciones Barco y Catatumbo**

El mapa en tiempo de la Formación Barco fue generado en la aplicación Seiswork, de la Casa Landmark Graphics Corporation en una estación de trabajo propiedad del ICP.

Estos mapas al tope de la Formación Barco y Catatumbo, fueron obtenidos mediante el mapeo en profundidad de las Formaciones Barco y Catatumbo en cada una de las líneas sísmicas que cubren el área (**Anexos 5 y 6**).

### **4.7.2 Mapa en profundidad para las formaciones Barco y Catatumbo**

El mapa en Profundidad de la Formación Barco fue generado en la aplicación Z-MAP, de la Casa Landmark Graphics Corporation en una estación de trabajo propiedad del ICP (**Anexos 7 y 8**).

## 5. MODELO PETROFÍSICO

Una de las herramientas importantes empleada para los análisis de Inyección-Producción es el desarrollo del Modelo Petrofísico como resultado del conjunto de datos petrofísicos tales como porosidad, permeabilidad, espesor neto, saturación de agua inicial, con el fin de determinar fácilmente zonas barridas y no barridas mediante mapas de isopropiedades, con la ayuda de la historia de inyección-producción es posible tomar decisiones importantes tales como cierre de arenas, pozos inyectoros o conversión de pozos productores a inyectoros, con el propósito de optimizar el sistema de recobro secundario y extraer la mayor cantidad de aceite en el menor tiempo posible.

### 5.1 AMARRE ROCA – REGISTRO

Para el desarrollo del amarre Roca-Registro, se efectuaron cambios en la Tabla de facies (**Anexo 2**) que consistían básicamente en mover las profundidades a las cuales se encontraban algunos intervalos corazonados para que estos coincidieran con las profundidades de los registros eléctricos presentes en el pozo corazonado Sardinata 3K. De esta forma quedaban correctamente empalmados las respuestas de los registros eléctricos con la descripción de los intervalos corazonados para el pozo S-3K.

Los registros eléctricos utilizados para el amarre Roca-Registro son el de Potencial Espontáneo (SP) y los resistivos Normal Corto (SN), y Normal Largo (LN). Los valores obtenidos en el registro SP varía entre 5 y -30mv, mientras los valores para el registro SN varían entre 0-60 ohm\*m y para el LN varía entre 0-100 ohm\*m.

Posteriormente se construyeron diversos gráficos dinámicos para poder observar las respuestas mostradas por los registros eléctricos versus tipos de facies y tipos de depósitos (**Figuras 37 a 42**), con el fin de proponer la mejor roca reservorio y cuales constituyen las mejores rocas sellos. Para esto se definieron tres tipos de roca de acuerdo a las características mostradas por los tipos de facies y tipos de depósitos.

### 5.1.1 Tipo de Roca

**Tipo 1:** Facies o Depósitos con mejor característica de roca reservorio.

**Tipo 2:** Facies o Depósitos con características intermedias entre roca reservorio y roca sello.

**Tipo 3:** Facies o Depósitos con mejor característica de roca sello.

Las graficas desarrolladas y su respectiva explicación por registro, son mostradas a continuación:

### SP vs. FACIES

**Tabla 5.** Resultados del registro SP vs. Tipos de Facies.

REGISTRO SP vs. FACIES		
Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Abri	Ab	Frc
Ae		Fl
Al		Fbri
		Fb
		Ac
		Adp

**SP vs. DEPÓSITOS.**

**Tabla 6.** Resultados del registro SP vs. Tipos de Depósitos.

<b>REGISTRO SP vs. DEPÓSITOS</b>		
<b>Tipo 1</b>	<b>Tipo 2</b>	<b>Tipo 3</b>
		Rellenos de Bahía
		Bahía Interdistributaria
Canales Distributarios	Barras Proximales	Margen de Bahía Interdistributaria

**SN vs. FACIES**

**Tabla 7.** Resultados del registro SN vs. Tipos de Facies.

<b>REGISTRO SN vs. FACIES</b>		
<b>Tipo 1</b>	<b>Tipo 2</b>	<b>Tipo 3</b>
Abrl	Ab	Frc
Ae		Fl
Al		Fbrl
		Fb
		Ac
		Adp

**SN vs. DEPÓSITOS.**

**Tabla 8.** Resultados del registro SN vs. Tipos de Depósitos.

<b>REGISTRO SN vs. DEPÓSITOS</b>		
<b>Tipo 1</b>	<b>Tipo 2</b>	<b>Tipo 3</b>
		Rellenos de Bahía
		Bahía Interdistributaria
Canales Distributarios	Barras Proximales	Margen de Bahía Interdistributaria

## LN vs. FACIES

**Tabla 9.** Resultados del registro LN vs. Tipos de Facies.

REGISTRO LN vs. FACIES		
Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Abrl	Ab	Frc
Ae		Fl
Al		Fbrl
		Fb
		Ac
		Adp

## LN vs. DEPÓSITOS

**Tabla 10.** Resultados del registro LN vs. Tipos de Depósitos.

REGISTRO LN vs. DEPÓSITOS		
Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
		Rellenos de Bahía
		Bahía Interdistributaria
Canales Distributarios	Barras Proximales	Margen de Bahía Interdistributaria

De acuerdo a los resultados obtenidos en el amarre Roca-Registro se puede concluir que la totalidad de las facies de grano fino constituyen la roca sello con mejores características en el campo Sardinata (**Tablas 5, 7 y 9**); la respuesta del registro SP muestra que hay gran presencia de finos. Solo la facies Ab posee características intermedias y de las facies con mejores características para roca reservorio, la facies Abrl es la que presenta mayores intervalos arenosos aunque la presencia de restos de fragmentos leñosos pueden enmascarar la respuesta de los registros eléctricos mostrando grandes espesores de arenas, cuando en realidad corresponde a intervalos arenosos con presencia de fragmentos leñosos (**Tablas 5, 7 y 9**).

Se observa que los depósitos con mejores características para roca reservorio son los Canales Distributarios los cuales muestran mayor número de datos en la respuesta correspondiente a intervalos arenosos en el registro SN y LN (**Tablas 8 y 10**), aunque también muestra datos pertenecientes a intervalos finos; esto se debe a que este tipo de depósito contiene fragmentos leñosos los cuales quedan registrados en los altos valores de los registros eléctricos. Los Barras Proximales poseen características intermedias ya que muestran datos que corresponden tanto a fracciones arenosas como a fracciones finas, prevaleciendo en mayor cantidad las primeras. Los depósitos con características de roca sello corresponden a Rellenos de Bahía, Bahía Interdistributaria y Margen de Bahía Interdistributaria, siendo esta última la de mayor contenido de granos finos (**Tablas 6, 8 y 10**).

Rango de valores del registro SP por Facies - Pozo S-3K Formación Barco

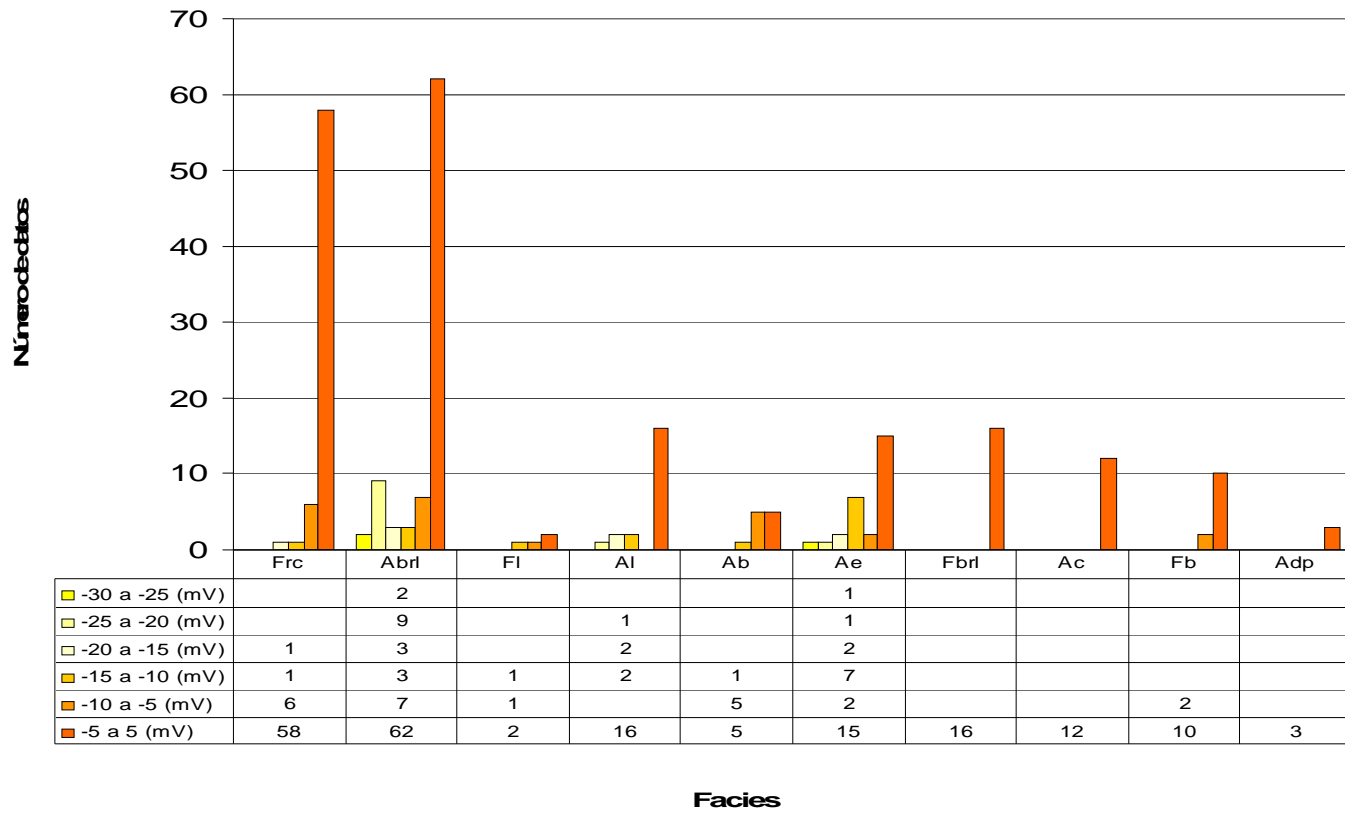
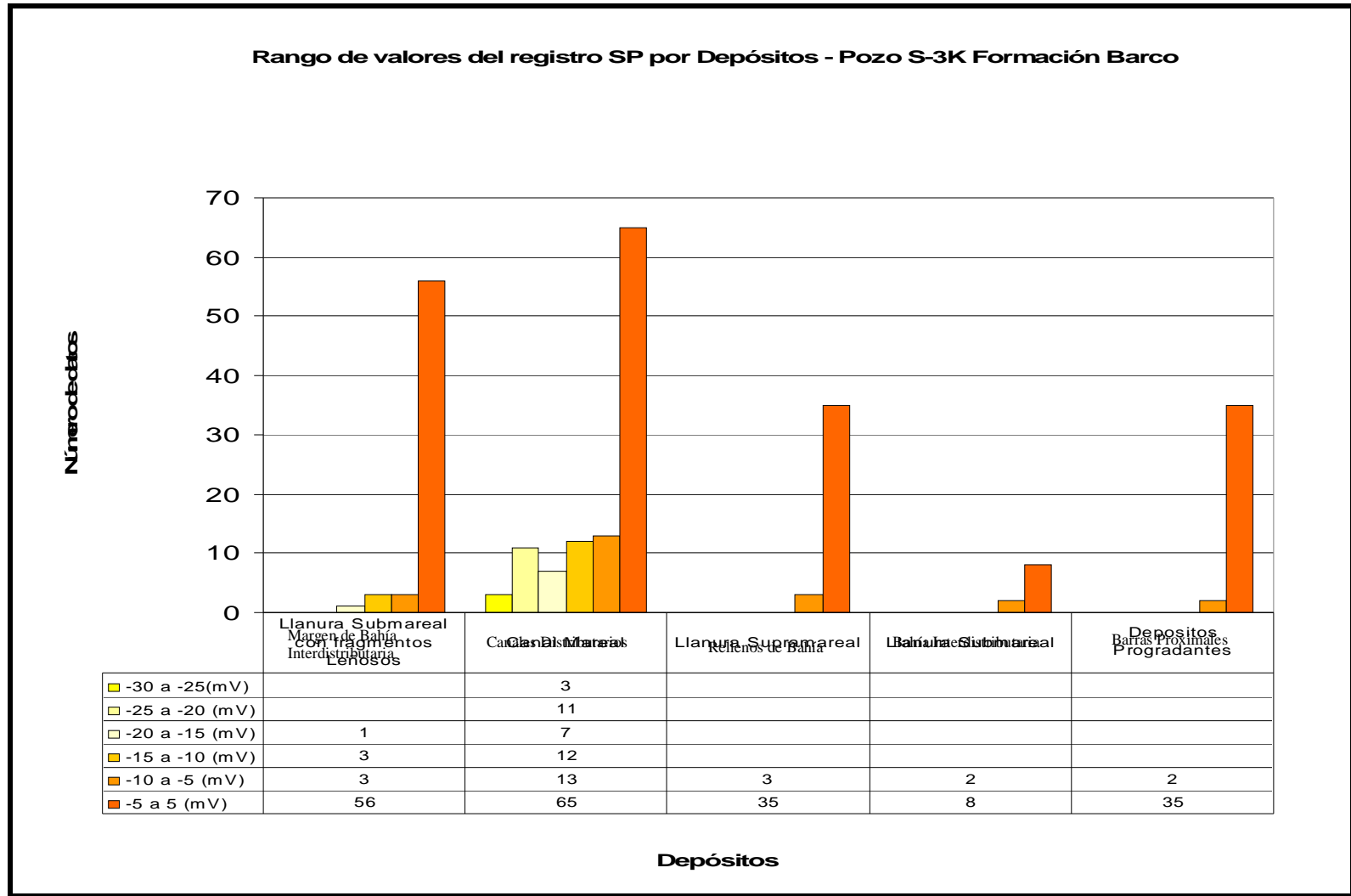


Figura 37. Rango de valores del registro SP por facies.



**Figura 38.** Rango de valores del registro SP por Depósitos.

Rango de valores del registro SN por Facies - Pozo S-3K Formación Barco

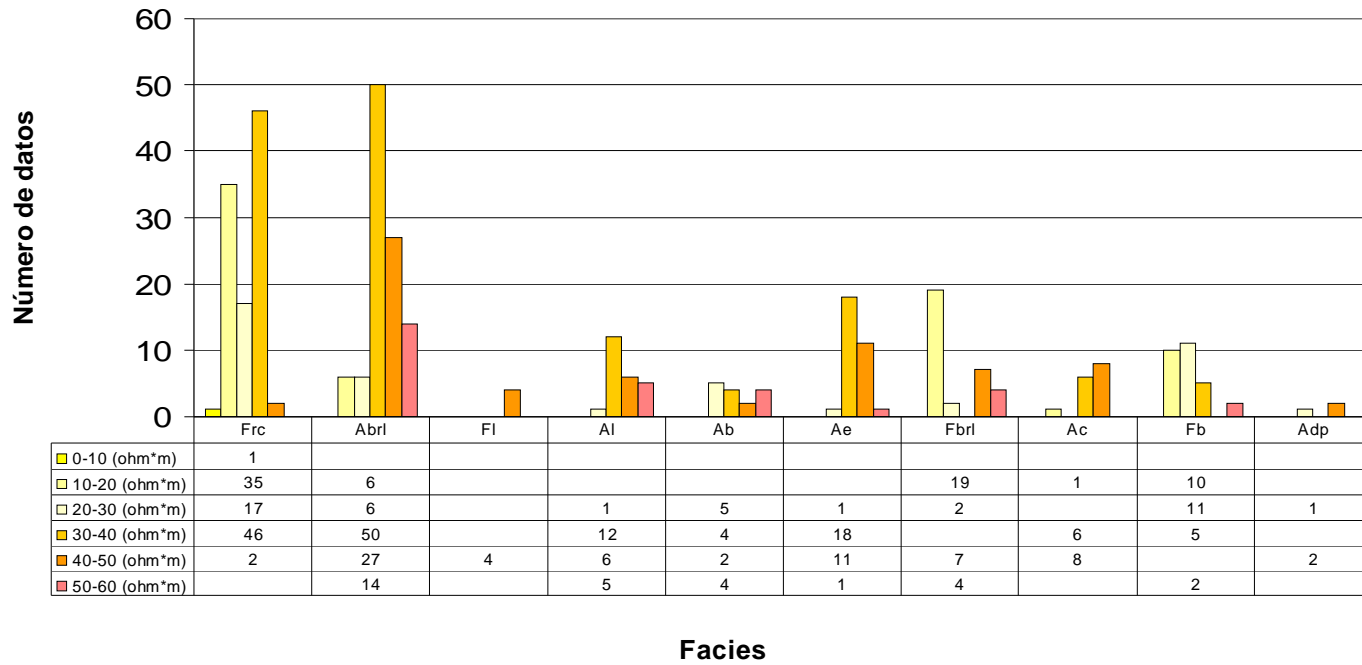
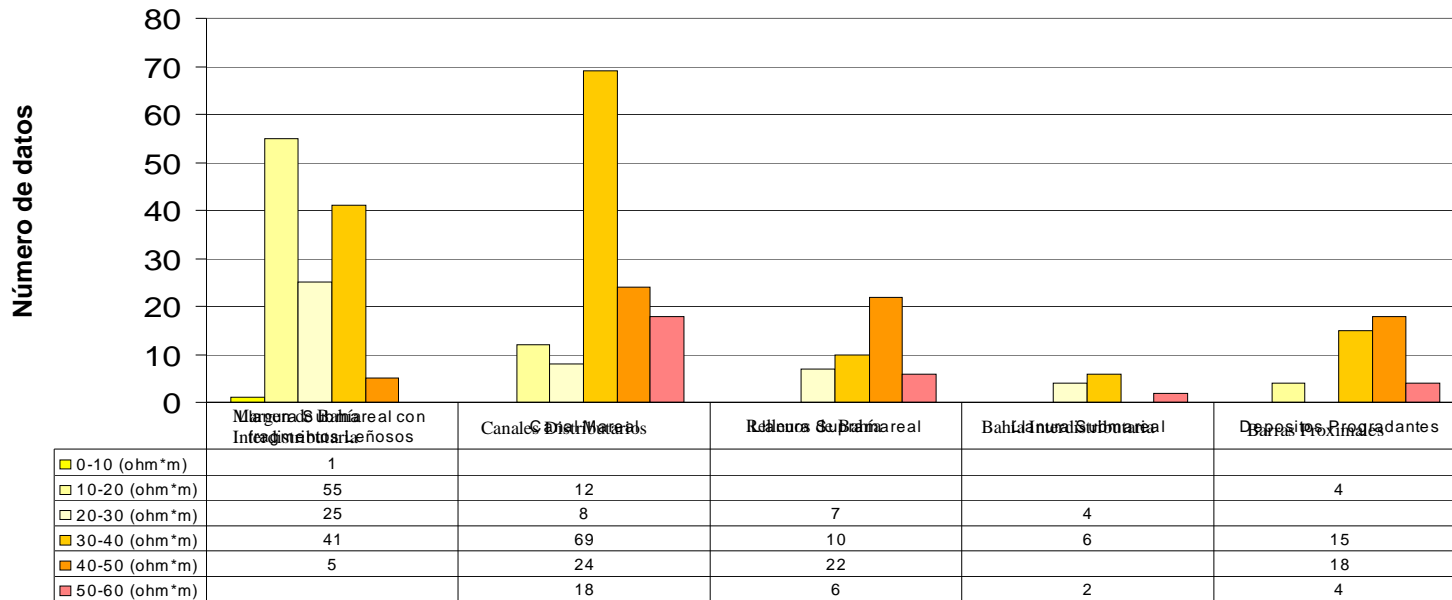


Figura 39. Rango de valores del registro SN por Facies.

Rango de valores del registro SN por Depósitos - Pozo S-3K Formación Barco



Depósitos

Figura 40. Rango de valores del registro SN por Depósitos.

Rango de valores del registro LN por Facies - Pozo S-3K Formación Barco

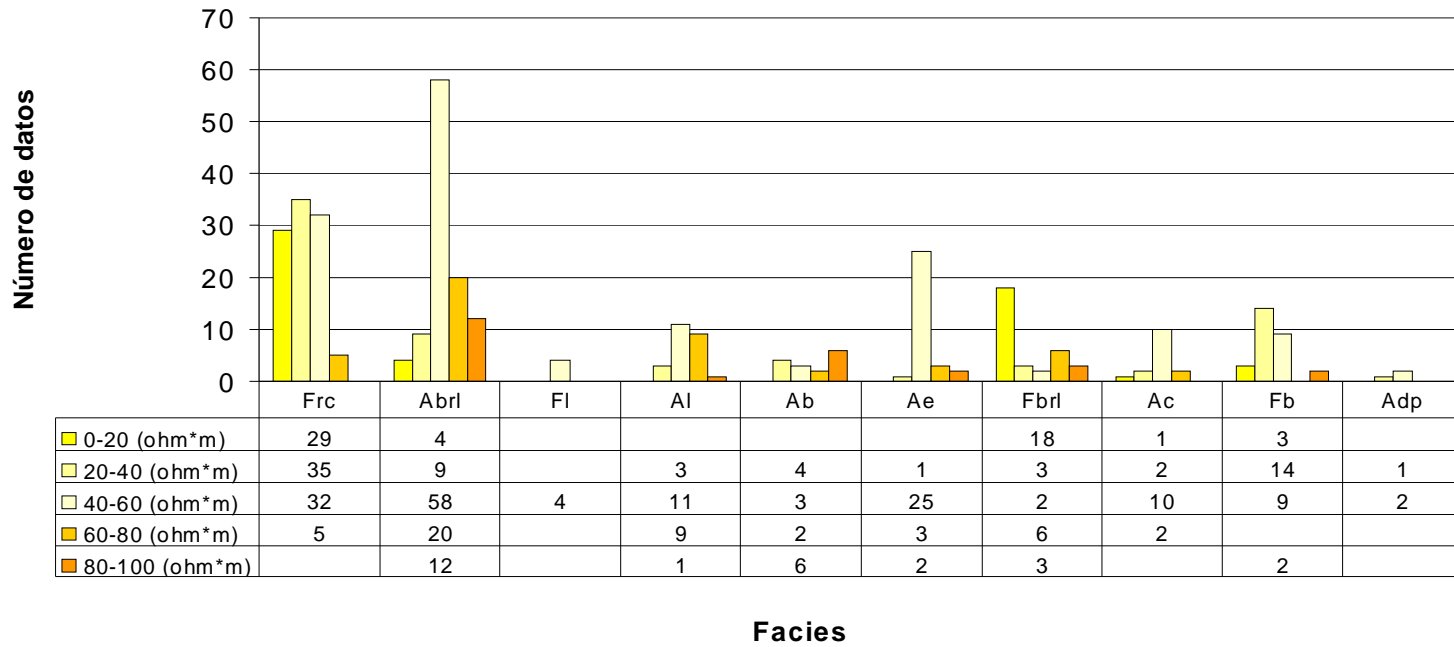


Figura 41. Rango de valores del registro LN por Facies.

Rango de valores del registro LN por Depósitos - Pozo S-3K Formación Barco

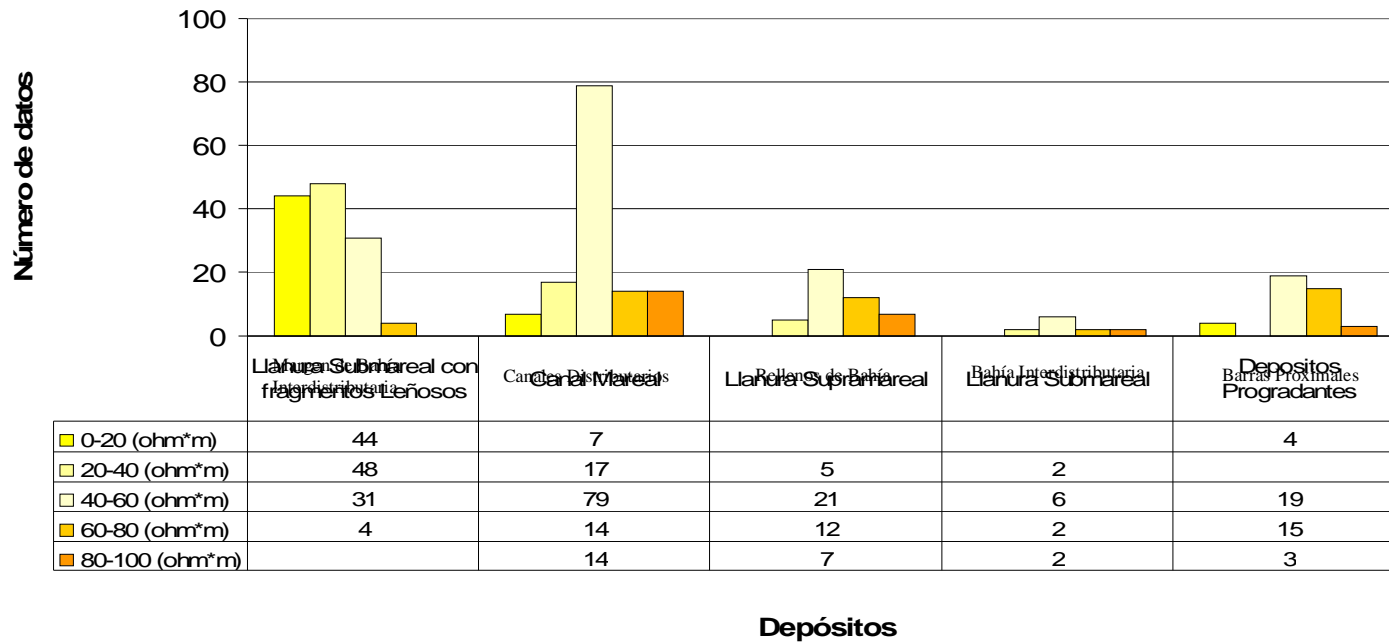


Figura 42. Rango de valores del registro LN por Depósitos.

## 5.2 ELABORACIÓN DEL MODELO PETROFÍSICO

Para la interpretación petrofísica del Campo Sardinata se tomó como punto de partida el trabajo “Interpretación Petrofísica del Campo Sardinata para la Formación Barco y Catatumbo” desarrollado por ANSALL (2005); en el cual se elaboro un set de curvas básicas y calculadas con el objeto de hacer un control de calidad y un inventario de las curvas disponibles por pozo (**Tabla 11**), y con ellas calcular propiedades tales como porosidad, espesor neto, y permeabilidad.

De todo el set de curvas disponibles se tomaron las siguientes curvas:

- SP corregida por línea base y GR para calcular arcillosidad y espesor de arena neta.
- Registro resistivo corto SN, RHOB y NEUTRON para el cálculo de la porosidad aparente.

### 5.2.1 Montaje Del Proyecto Y Desarrollo De Los Cálculos En Prizm

Se descargaron los gráficos compuestos de la base de datos EPIS, para obtener las propiedades de resistividad, temperatura y densidad del lodo para el cálculo de la porosidad aparente según el registro resistivo corto (SN) (**Tabla 12**). Además se recopiló la información de las pruebas iniciales para la interpretación petrofísica; estos datos fueron extraídos de los encabezados de los gráficos compuestos (**Tabla 13**).

Para el desarrollo de las cálculos preliminares se determino de acuerdo a la información recopilada en las Tablas 12 y 13 el valor de la resistividad del filtrado

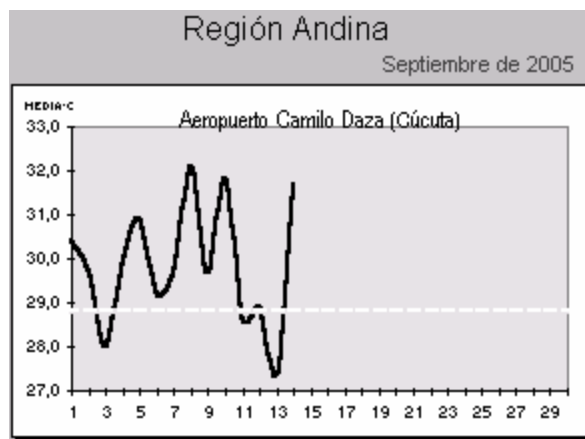
de lodo a 75 °F (Rmf\_75°F) y diferentes parámetros visualizados en la Tabla 14, con el fin de obtener el input de entrada para el modelamiento petrofísico.

De la tabla 14 se determina que el gradiente geotérmico promedio para el campo Sardinata es de 1.18 °F/pie, el cual es un parámetro de entrada al PrizM (**Tabla 14**).

Para el proceso de montaje de datos en el Software PrizM se cargaron a la base de datos de Prizm los archivos \*LCB del campo Sardinata del Geographix\_Backup que contiene los registros digitalizados, además se cargaron los datos de los topes para las formaciones Barco, Catatumbo y Mito Juan (**Anexo 3**).

### 5.2.2 Determinación del gradiente geotérmico promedio para el campo sardinata

La temperatura ambiente promedio fue tomada de la página Web del IDEAM en la zona de la ciudad de Cúcuta la cual se encuentra relativamente cerca al campo Tibú. La Figura 43 muestra que la temperatura ambiente promedio es de 30°C o 86°F, dato importante para determinar el gradiente geotérmico de la zona. La cual representa la temperatura de superficie  $T_s$ .



**Figura 43.** Temperatura ambiental promediada para la ciudad de Cúcuta. (Tomado de IDEAM, 2005).

La expresión empleada para calcular el gradiente geotérmico ( $GGT$ ) en  $^{\circ}F/ft$  es la siguiente:

$$GGT = \frac{BHT - Ts}{TVD}$$

Donde:

$BHT$  es la temperatura medida en fondo,  $^{\circ}F$

$Ts$  es la temperatura medida en superficie,  $86^{\circ}F$

$TVD$  es la profundidad vertical verdadera a la que se midió  $BHT$

Esta expresión se aplicó a cada pozo del campo Sardinata y se generó un gradiente geotérmico para cada pozo y luego se promediaron los gradientes para concluir con un gradiente geotérmico en la zona de estudio de **1.18  $^{\circ}F/ft$** .

### **5.2.3 Procedimiento de cálculo en prism.**

La porosidad se calcula según el registro resistivo corto (SN) para los pozos que contemplen este registro, y solamente se tiene en cuenta los intervalos arenas limpias ( $30\% < V_{cl} < 55\%$ ), esto permite obtener valores más acertados de porosidad, por lo anterior aquellos pozos que contienen los registros SP, SN y LN se aplicó la siguiente metodología. Con el SP obtenemos la Litología y el volumen de arcilla; con el SN y LN (registro resistivo largo) modelamos la porosidad.

POZO	SET CURVAS	DESDE	HASTA	DELTA Z	CURVA 1	CURVA 2	CURVA 3	CURVA 4	CURVA 5	CURVA 6	CURVA 7	CURVA 8
SARD 0001	Import 1	97.00	4718.00	0.50	SP	FOURTH	GR	NORMAL				
SARD 0002	Import 1	500.00	5004.00	0.50	SP	RS	RT					
SARD 0003	Import 1	19.00	9394.00	0.50	SP	RS	RT					
SARD 0004	Import 1	98.00	9725.00	0.50	SP	RS	RT	NPHI	GR			
SARD 0005	Import 1	96.00	10160.00	0.50	SP	RS	RT	GR	NEUTRON			
SARD 0006	Import 1											
SARD 0007	Import 1	3051.00	10556.00	0.50	SP	RS	RT	NEUTRON				
SARD 0008	Import 1	3319.00	9953.00	0.50		RS	RT					
SARD 0009	Import 1	2365.00	4772.00	0.50	SP	RS	RT	GR1				
SARD 0010	Import 1	208.00	5751.00	0.50	SP	RS	RT	GR1	NEUTRON	R1X1	R2X2	
SARD 0011	Import 1	209.00	5643.00	0.50	SP	RS	RT	R1X1	R2X2			
SARD 0012	Import 1	3099.00	11524.00	0.50	SP	RS	RT	NEUTRON				
SARD 0013	Import 1	205.00	5566.00	0.50	SP	RS	RT	CALIPER	R1X1	R2X2		
SARD 0014	Import 1	199.00	4734.50	0.50	SP	RS	RT	CALIPER	R1X1	R2X2	NEUTRON	GR
SARD 0015	Import 1	222.00	4797.00	0.50	SP	RS	RT	CALIPER	R1X1	R2X2		
SARD 0016	Import 1	3186.00	10785.00	0.50	SP	RS	RT					
SARD 0017	Import 1	1117.00	9027.00	0.50	SP	RS	RT	CALIPER	R1X1	R2X2		
SARD 0018	Import 1	3520.00	9451.50	0.50	SP	RS	RT	GR	CALIPER	R1X1	R2X2	
SARD 0019	Import 1	227.00	5307.00	0.50	SP	RS	RT	CALIPER	R1X1	R2X2		
SARD 0020	Import 1	219.00	4119.00	0.50	SP	RS	RT	CALIPER	R1X1	R2X2		
SARD 0021	Import 1	199.00	5213.00	0.50	SP	RS	RT	CALIPER	R1X1	R2X2		
SARD 0022	Import 1	200.00	5378.00	0.50	SP	RS	RT	CALIPER	R1X1	R2X2		
SARD 0023	Import 1	219.00	5490.50	0.50	SP	RS	RT	CALIPER	R1X1	R2X2	NEUTRON	GR1
SARD 0024	Import 1	1146.00	8468.00	0.50	SP	RS	RT	CALIPER	R1X1	R2X2		
SARD 0025	Import 1	3399.00	4679.00	0.50	GR							
SARD 0026	Import 1											
SARD 0027	Import 1	205.00	4536.50	0.50	SP	RS	RT	GR	GR1	NEUTRON		
SARD 0028	Import 1											
SARD 0029	Import 1	989.00	8410.00	0.50	SP	RS	RT	CALIPER	R1X1	R2X2		
SARD 0030	Import 1	134.00	4495.00	0.50	GR	NEUTRON	RT	CALIPER	SONICO			
SARD 0031	Import 1	164.00	6010.00	0.50	SP	RT						
SARD 0032	Import 1	2465.00	9640.00	0.50	SP	RT	CALIPER	LLS	GR	NPHI	DENSITY	SONICO

**Tabla 11.** Set de Curvas por Pozos del Campo Sardinata.

**Tabla 12.** Parámetros para el Modelamiento Petrofísico.

Pozo	Rm_Tref	Tref, °F	Diado, lb/ft3	TEMPERATURE F	DEPHT	G.L., f.t.	R.T., f.t.
SARD-0001	5.9	100	79.6	140	4888	206	129
SARD-0002				125	5206		180
SARD-0003				136	4777	169	165
SARD-0004	3.3	82	88	152	5000		137
SARD-0005	2.8	90	81	136	5000		132
SARD-0006	4.1	90	83	139	5200	173.4	138
SARD-0007				178	5135		134
SARD-0008	2.2	92	72	143	5125	159	168
SARD-0009	3.5	100	82	148	4901	187	159
SARD-0010	4.6	80	90	143	5095	215	166
SARD-0011	2.5	105	84	142	5597	183	146
SARD-0012	2.18	99	87	145	5265	186	124
SARD-0013	6.4	92	76.5	142	5335	229	131
SARD-0014	4.5	90	76	150	5596	201	162
SARD-0015	9.3	88	83	146	5430	197	123
SARD-0016	1.3	101	90	142	5005	185	132
SARD-0017	2.85	73	84	152	5215	169	138
SARD-0018	3.95	96	82	145	5467	160	161
SARD-0019	3.45	94	80	144	5189	192	172
SARD-0020	3.15	83	75	146	5398	192	153
SARD-0021	4.55	101	83	150	5272	204	152
SARD-0022	5.8	86	85	150	5416	206	170
SARD-0023	4.4	92	77.5	156	5616	175	121
SARD-0024	2.1	111	85	150	5360	209	135
SARD-0025				149	5514	169	146
SARD-0026	6.7	94	81	162	5540	193	173
SARD-0027	5	102	78	166	5311	188	171
SARD-0028	1.45	101	92.5	151	5435	145	188
SARD-0029	0.66	84	95	155	5470	195	131
SARD-0030				146	4620	192	165
SARD-0031	2.92	82	83.5	160	5040	141	125
SARD-0032	1.84	92	9	160	5040	200	125

Pozo	Prueba	Fecha	Intervalo (ft)		Tiros	Aceite	Agua	GOR	API	Comentarios
	Nº	dd/mm/aa	Tope	Base	por pie	Bbls/d	Bbls/d			
S-15K	1	11/02/1956	4.364	4.374	40	130	0	828	37,1	Tasado en 109 B/D; Completado en la Fm. Catatumbo
		12/02/1956	4.489	4.502	52	103	0	1181	36,9	
		13/02/1956				93	0	1342	36,8	
S-19K	1	16/11/1956	3.985	4.040	Open Hole	59	0,9	873	35,8	
	2	17/11/1956	4.595	4.650	Open Hole	58	0,4	730	36,3	
	3	18/11/1956	5.127	5.300		58	0	790	36,5	
S-20K	1	16/11/1956	3.990	4.026	104	220	0,2	873	28	Tasado en 215 B/D; Completado en la Fm. Barco
		17/11/1956				215	0	893	28	
		18/11/1956				209	0	918	27,4	
S-4K	1	12/06/1951	9.640	9.700	240	630	3	1247	45,2	Tasado en 1229 B/D; Completado en Tibú Basal
	2	12/07/1951				641	1	1224	44,7	
	3	12/09/1951				1243	4	1551	44,4	
	4	12/10/1951				1229	4	1784	42,7	
	5	12/12/1951				879	10	5854	48,9	
	6	12/13/1951				812	10	6180	49,1	
S-6K	1	7/20/1953	8.400	8.460	240	238	6	10689	59,5	Tasado en 311 B/D; Completado en Aguardiente
	2	7/21/1953				234	5	10847	59,8	
	3	7/23/1953				318	8	10928	59,6	
	4	7/24/1953				120	8	11174	60	
	5	7/27/1953				200	11	12121	59,3	
	6	7/28/1956				359	9	12254	59,4	
S-18K	1	23/II/1957	5.087	5.345	Prueba Fallida	248	0,800		44,900	Tasado en 358 B/D; Completado en la Fm. Tibú
	2		5.078	5.345	Open Hole					
	3		5.465	5.520	Open Hole					
	4		8.413	8.563	Open Hole					
	5		9.432	9.606	Open Hole					
S-24	1	17/04/1957	8.450	8.647	Open Hole	26	0		52,2	Tasado en 54 B/D; Completado en la Fm. Aguardiente
	2	22/04/1957				41	0		56,4	
	3	24/04/1957				54	0		56,7	
S-27	1	06/05/1957	4.300	4.565	Open Hole	125	0,1		34,6	Tasado en 114 B/D; Completado en la Fm. Catatumbo
	2	07/05/1957				109	0		34,7	
	3	08/05/1957				107	0,2		35,2	
S-5K	1	21/01/1953	8.720	8.740	Aislado	23	0	12022	51,4	Tasado en 24 B/D; Completado en Aguardiente
	2	22/01/1953	8.560	8.590	Aislado	23	0	14719	51,3	
	3	23/01/1953	7.601	7.607	Open Hole	25	0	11602	51,2	
	4	24/01/1953	7.634	7.656	Open Hole	25	0	13543	51,2	
S-9K	1	1/28/1955	4.385	4.500	Open Hole	211	0	383	36,6	
	2	02/01/1955	4.400	4.500	400	770	0	409	36,5	
		02/04/1955				1147	0	383	36	

Pozo	Prueba	Fecha	Intervalo (ft)		Tiros	Aceite	Agua	GOR	API	Comentarios
	Nº	dd/mm/aa	Tope	Base	por pie	Bbls/d	Bbls/d			
S-10	1	4/19/1955	5.605	5.612	28					Tasado en 280 B/D; Completado en Catatumbo
	2	4/22/1955	5.218	5.226	32	209	0	324	36,8	
	3	4/26/1955	4.685	4.695	40	280	0	392	37,1	
			4.590	4.610	80	292	0	371	37	
S-22	1	12/25/1956	4.290	4.407	Open Hole	71	0	679	35,1	
		12/27/1956				66	0	757	34,6	
	2	12/29/1956	5.352	5.473		65	0	634	35	
S-23	1	02/09/1957	4.340	4.440	Open Hole	122	0	391	33,6	
		02/10/1957				109	0	426	33,6	
	2	02/11/1957	5.365	5.480	Open Hole	107	0	337	33,8	
S-26	1		3.957	4.015	Open Hole					
	2	20/12/1957	5.065	5.230	Open Hole	51	8	327	30,5	
	3	21/12/1957	4104	4117		39	6	137	28,3	
	4	22/12/1957	4054	4078		96	7	206	31,6	
	5		4030	4048		72				
	6		4060	4082		76				
S-28K	1		5508	5614	Open Hole					Tasado en 130 B/D; Completado en la Fm. Tibú
	2	09/12/1957	5844	5950	Open Hole	177	0	1531	40,5	
	3	09/13/1957	8469	8557	Open Hole	129	1,3	3208	41,2	
	4	09/14/1957	8469	8760	Open Hole	84	0,6	2343	40	
	5		8469	9020	Open Hole					
	6		9550	9740	Open Hole					
S-30K	1	14/03/1964				79	0,7	1632	35,6	Terminación Fm. Catatumbo 4306-4376,6
		15/03/1964	4306	4376		85	0,7	1516	35,7	
		15/03/1964				81	0,8	1744	35,7	

**Tabla 13.** Pruebas Iniciales para algunos pozos del Campo Sardinata.

**Tabla 14** Parámetros calculados para el modelamiento petrofísico por pozo.

Pozo	Dlodo, lb/gal	Rm 75°F	Rmf 75°F	Rmf Registro	Gradiente °F/100 f.t.
SARD-0001	10.64	7.703840039	6.690439488	5.9	1.087613293
SARD-0002	0	0	0	0	0.775964982
SARD-0003	0	0	0	0	1.045806317
SARD-0004	11.76	3.582499694	2.383677816	2.383677816	1.357186922
SARD-0005	10.83	3.313635808	2.612975118	2.612975118	1.027115859
SARD-0006	11.1	4.852109576	3.729054138	3.729054138	1.012339076
SARD-0007	0	0	0	0	1.839632074
SARD-0008	9.62	2.657380457	2.634567938	2.2	1.114151681
SARD-0009	10.96	4.570074599	3.593466325	3.5	1.257861635
SARD-0010	12.03	4.881276752	3.164340876	3.164340876	1.108087092
SARD-0011	11.23	3.4172068	2.499746358	2.499746358	0.993965211
SARD-0012	11.63	2.819843463	1.889014244	1.889014244	1.107565234
SARD-0013	10.23	7.730561331	7.290500805	6.4	1.030738082
SARD-0014	10.16	5.32548612	4.962919938	4.5	1.135758651
SARD-0015	11.1	10.77853736	8.759755128	8.759755128	1.090116279
SARD-0016	12.03	1.713354531	1.446350031	1.3	1.107156979
SARD-0017	11.23	2.780292283	2.004677335	2.004677335	1.258101411
SARD-0018	10.96	4.96443072	3.926232159	3.926232159	1.079399927
SARD-0019	10.69	4.251638743	3.506980137	3.45	1.113457477
SARD-0020	10.03	3.458181485	3.210596926	3.15	1.103549752
SARD-0021	11.1	5.996740859	4.677591567	4.55	1.202103681
SARD-0022	11.36	6.580237251	4.917271532	4.917271532	1.173881145
SARD-0023	10.36	5.314760915	4.756031333	4.4	1.234567901
SARD-0024	11.36	3.024544454	2.140483575	2.1	1.177769599
SARD-0025	0	0	0	0	1.137800253
SARD-0026	10.83	8.256805674	6.940616899	6.7	1.366906475
SARD-0027	10.43	6.650972239	5.96151518	5	1.501501502
SARD-0028	12.37	1.911049285	1.587661938	1.45	1.205489614
SARD-0029	12.7	0.732642779	0.599297563	0.599297563	1.24683773
SARD-0030	0	0	0	0	1.291155584
SARD-0031	11.16	3.169969426	2.337702866	2.337702866	1.463607595
SARD-0032	1.2	2.222536383	10.67712593	1.84	1.446725318

### 5.3 RESULTADOS PETROFÍSICOS

En este trabajo solo se mostraran los resultados obtenidos del modelamiento petrofísico para las formaciones Barco y Catatumbo en los pozos Sardinata 3K, Sardinata 10K y Sardinata 11K (**Tablas 15 y 16**), los cuales fueron seleccionados debido a su posición geográfica ya que nos muestra cual de los dos domos que componen el campo Sardinata presenta mejores propiedades petrofísicas. El pozo Sardinata 3K se encuentra ubicado en el Domo Norte del campo y es el único pozo corazonado del mismo, mientras los pozos Sardinata 10K y Sardinata 11K se encuentran ubicados en el Domo Sur del campo mostrando las características petrofísicas de este, y la influencia que ejerce la Falla de Sardinata en las propiedades petrofísicas, debido a la cercanía de algunos pozos a la falla como es el caso del pozo Sardinata 10K (**Anexos 7 y 8**).

El Software PrizM fue utilizado para la obtención de los resultados petrofísicos mediante la introducción de formulas características para cada uno de los registros eléctricos. En las Figura 44 a 49 se puede observar que el software presenta una columna donde se ubica el registro SP corregido; para el caso del campo Sardinata era el registro que estaba presente en casi todos los pozos del mismo. En otras columnas se observan las profundidades de los topes de las formaciones y los registros resistivos disponibles por pozo. Las columnas siguientes son las columnas de los resultados obtenidos como la columna de porosidad, en donde se muestra la porosidad obtenida para la formación (puntos de color verde), la columna de arcilla muestra la cantidad de arcillas y su relación con las arenas presentes en la formación (litología de color amarillo), las restantes columnas son la de espesor neto y la de relación agua / aceite en donde se observan los espesores netos de los intervalos porosos mostrados por el software, así como la relación agua / aceite de los mismos.

### 5.3.1 Resultados Petrofísicos Para La Formación Barco.

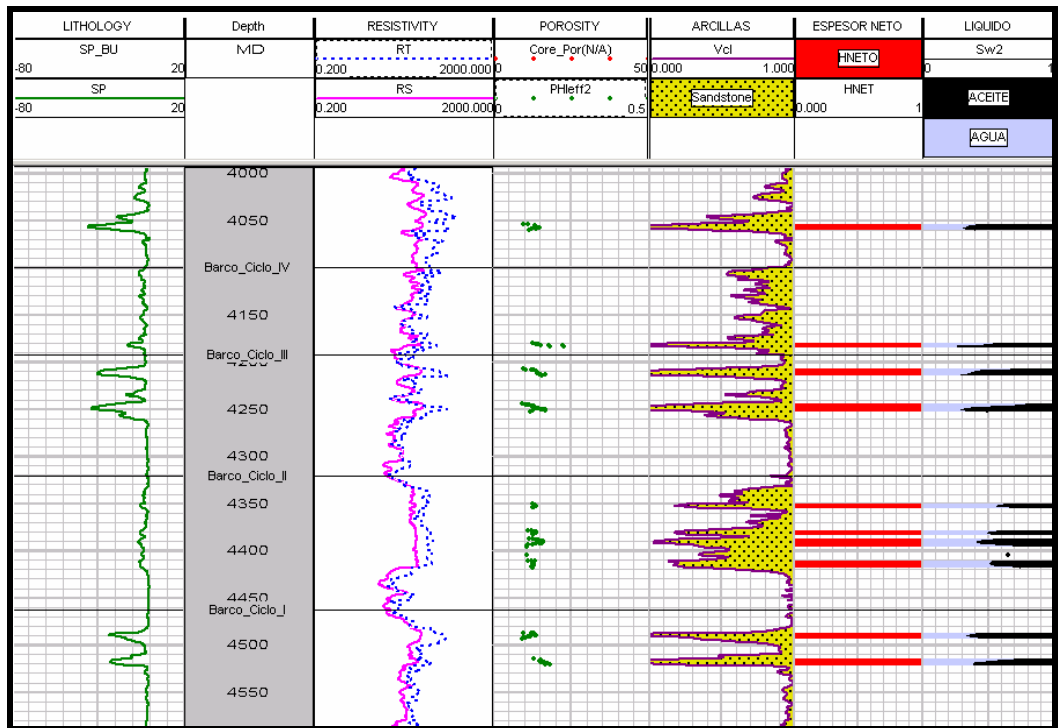


Figura 44. Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Barco, en el pozo Sardinata-3K

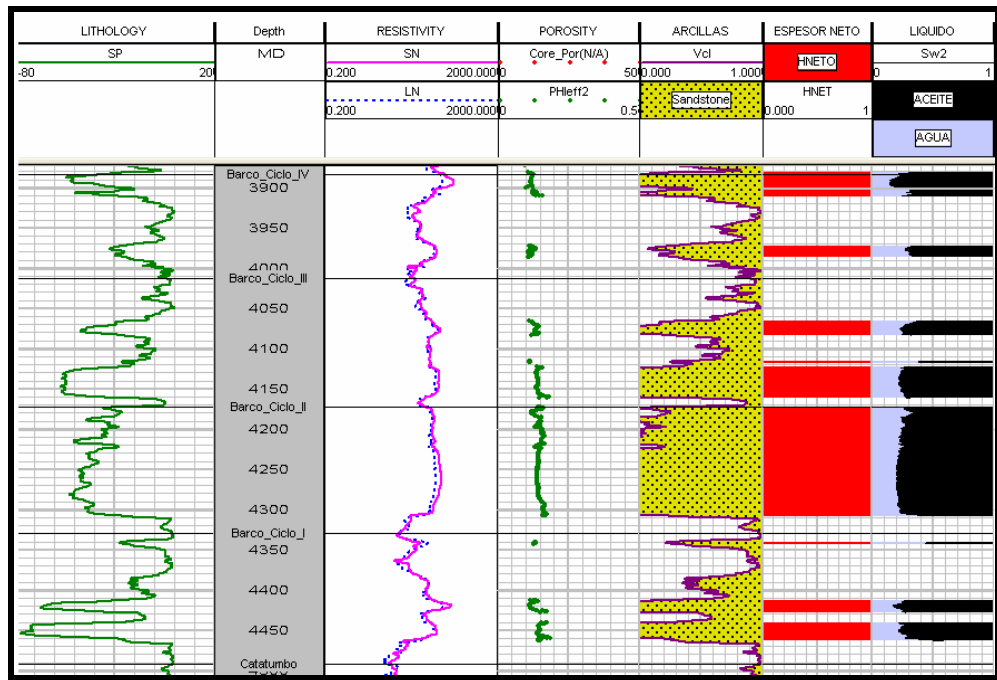
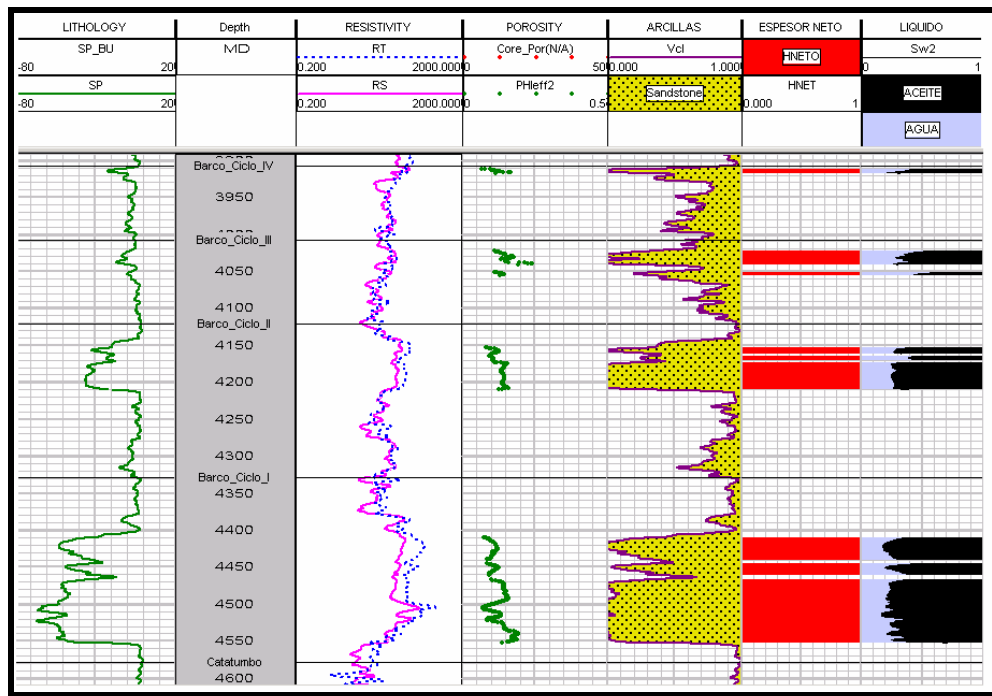


Figura 45. Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Barco, en el pozo Sardinata-10K

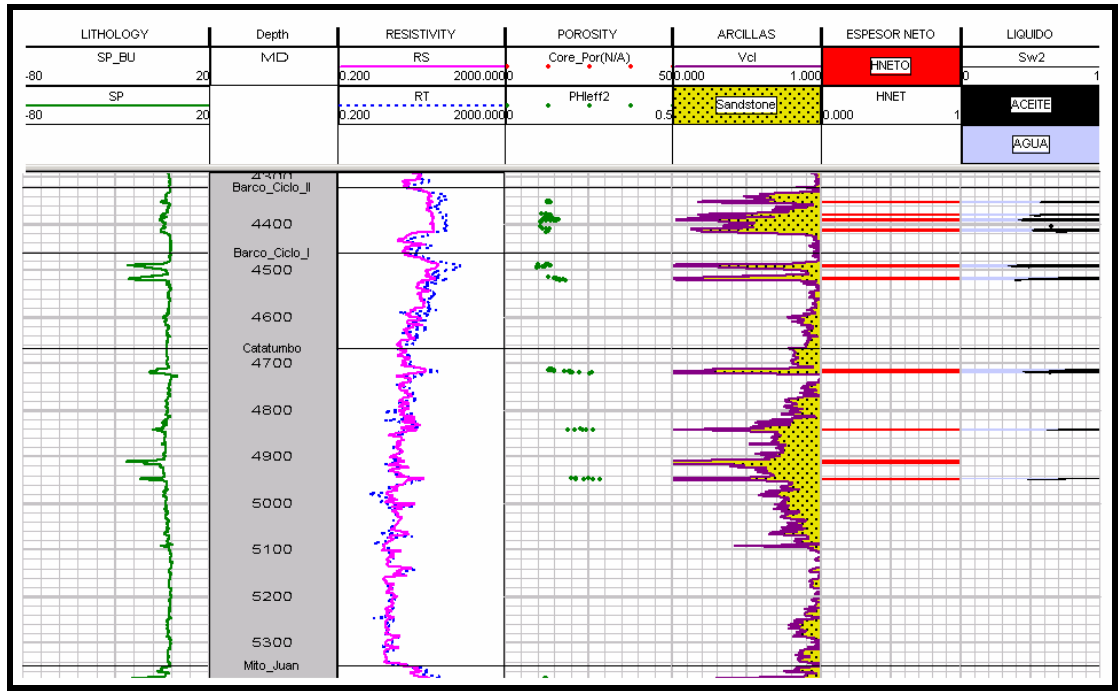


**Figura 46.** Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Barco, en el pozo Sardinata-11K

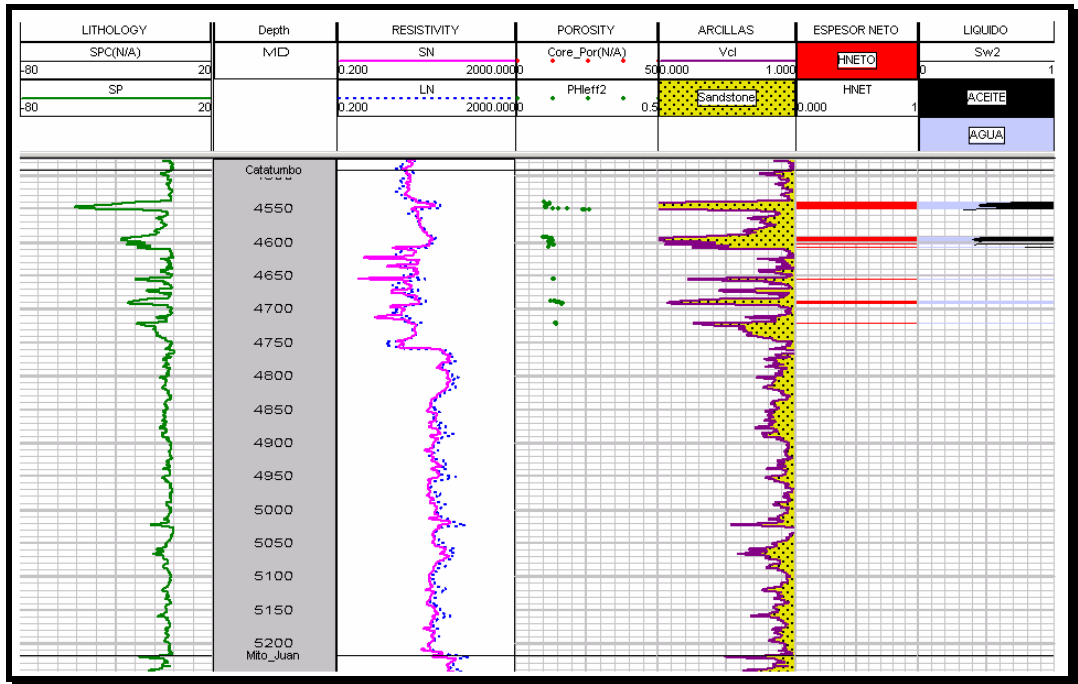
**Tabla 15.** Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Barco para los Pozos S-3K, S-10 y S-11.

POZO	CICLO	PHI EFF fracción	SW fracción	H NETO ft
SARD0003K	IV	0.1739	0.4124	4
SARD0003K	III	0.1371	0.4649	16
SARD0003K	II	0.1324	0.5758	27.5
SARD0003K	I	0.14	0.4663	13.5
SARD0010	IV	0.1232	0.259	39.5
SARD0010	III	0.1414	0.264	59.5
SARD0010	II	0.15	0.242	135.5
SARD0010	I	0.1428	0.2837	42.5
SARD0011	IV	0.1196	0.3589	7.5
SARD0011	III	0.1559	0.3933	23
SARD0011	II	0.1348	0.2982	52
SARD0011	I	0.1292	0.2611	131

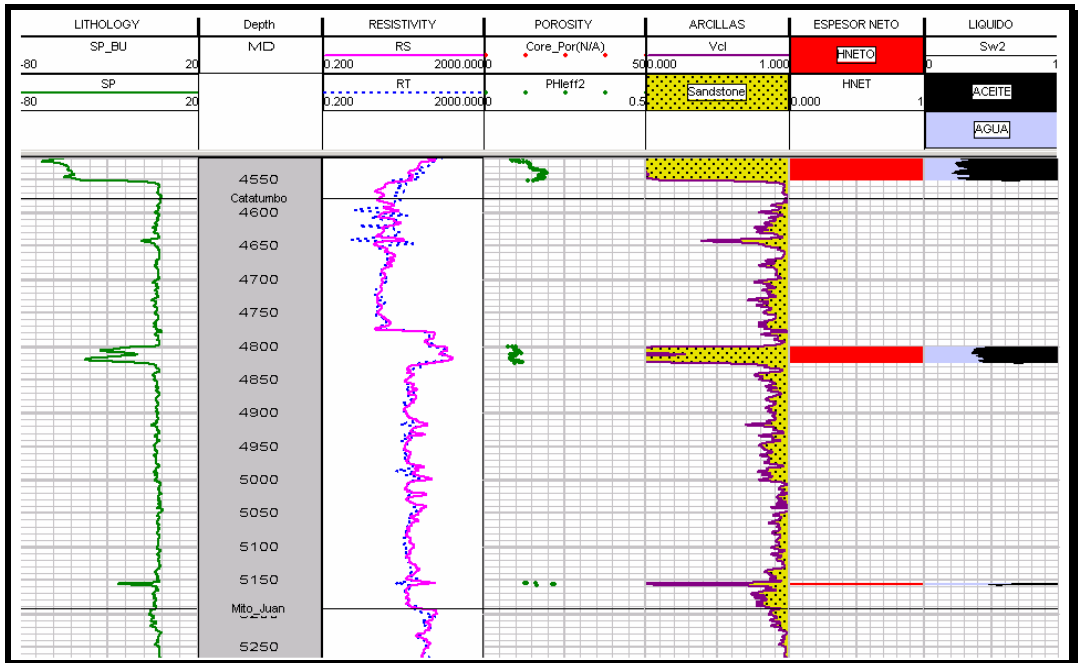
### 5.3.2 Resultados Petrofísicos Para La Formación Catatumbo.



**Figura 47.** Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Catatumbo, en el pozo Sardinata-3K.



**Figura 48.** Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Catatumbo, en el pozo Sardinata-10K.



**Figura 49.** Resultados obtenidos mediante el Software PrizM para la Formación Catatumbo, en el pozo Sardinata-11K.

**Tabla 16.** Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Catatumbo para los Pozos S-3K, S-10 y S-11.

POZO	FORMACIÓN	PHI EFF fracción	SW fracción	H NETO ft
SARD0003K	CATATUMBO	0,2037	0,6482	28,5
SARD0010K	CATATUMBO	0,1363	0,5058	22,0
SARD0011K	CATATUMBO	0,1083	0,6211	28,5

#### 5.4. MAPAS DE PARÁMETROS PETROFISICOS

Los mapas de parámetros petrofísicos se generaron para la Formación Barco debido a que la Formación Catatumbo no contaba con la suficiente cantidad de datos para realizar un mapeo detallado de estos parámetros.

Se generaron mapas de porosidad, permeabilidad y espesor neto para cada uno de los ciclos de la formación Barco (**ANEXO 12**); con esto se puede concluir que la porosidad promedio para la Formación Barco en el Campo Sardinata es de 15.46% de los cuales el Ciclo IV presenta un 14.37%, Ciclo III un 15.92%, Ciclo II un 15.72% y Ciclo I un 15.94%; estos resultados de porosidad para el Ciclos IV, corresponden a valores anómalos enmascarados por la gran cantidad de fragmentos leñosos que componen los depósitos sedimentarios de Margen de Bahía Interdistributaria y Albúfera los cuales son propios del Ciclo IV.

El valor promedio de la permeabilidad para la Formación Barco en el Campo Sardinata es de 39.5 mD de los cuales el Ciclo IV presenta 19.1 mD, Ciclo III 51 mD, Ciclo II 35.4 mD y Ciclo I presenta 47.74 mD. Al igual que los valores de porosidad, los valores de permeabilidad del Ciclo IV se encuentran enmascarados por la presencia de fragmentos leñosos en los depósitos sedimentarios que

componen este ciclo. Además los valores de permeabilidad del Ciclo III son los más altos de todos los ciclos de la Formación Barco.

El valor promedio de los espesores netos para la Formación Barco en el campo Sardinata es de 30.15 ft de los cuales el Ciclo IV presenta 13.6 ft, Ciclo III 24.14 ft, Ciclo II 48.2 ft y Ciclo I presenta 30.1 ft. De esto se puede observar que los depósitos de canales distributarios que son en los que componen principalmente al Ciclo II de la formación barco, presentan un gran espesor y una buena continuidad espacial en el campo.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- El ambiente de depositación de la Formación Barco es asociado con un ambiente deltaico dominado por ríos y con influencia de mareas; con presencia de depósitos de Canales distributarios, Rellenos de Bahía Interdistributaria, Bahía Interdistributaria, Margen de Bahía interdistributaria y Albúfera.
- La base de la Formación Catatumbo corresponde a un ambiente marino en un frente deltaico, mientras que la parte media y superior son transicionales.
- Los depósitos sedimentarios con mejores características de roca reservorio lo constituyen los canales distributarios los cuales presentan mejor continuidad, espesor y extensión en el domo sur del campo.
- La roca sello en el campo Sardinata esta constituida por los depósitos sedimentarios de: Rellenos de Bahía Interdistributaria, Bahía Interdistributaria, Margen de Bahía Interdistributaria y Albúfera.
- El Campo Sardinata se encuentra constituido por un pliegue anticlinal de doble cabeceo el cual conforma los domos Norte y Sur, con su flanco anterior bastante corto en comparación con la longitud del flanco posterior.
- En el campo no se observa el desarrollo de estructuras en flor características del régimen transpresivo propio de la cuenca del Catatumbo, lo que indica que el campo Sardinata es afectado por un estilo estructural secundario definido como fallamiento inverso que involucra basamento.

- La Falla de Sardinata constituye el cierre estructural de los yacimientos Barco y Catatumbo con saltos de falla que varían entre 25 y 50 pies respectivamente en el campo Sardinata.
- Los mapas estructurales en profundidad desarrollados para las formaciones Barco y Catatumbo evidenciaron que la Secuencia Terciaria no se encuentra muy afectada por el fallamiento inverso, en comparación con la secuencia Cretácica, debido probablemente a que esta última secuencia esta conformada principalmente por shales (formaciones Colón y Mito Juan) que absorben la deformación producida por la falla en el paquete competente infrayacente presentando un acortamiento por compresión.
- En el Domo Sur del campo la Falla de Sardinata se localiza en el extremo occidental del mismo, sin cortarlo como ocurre en el Domo Norte del campo.
- La porosidad promedio para la Formación Barco en el Campo Sardinata es de 15.46% de los cuales el Ciclo IV presenta un 14.37%, Ciclo III un 15.92%, Ciclo II un 15.72% y Ciclo I un 15.94%.
- El valor promedio de la permeabilidad para la Formación Barco en el Campo Sardinata es de 39.5 mD de los cuales el Ciclo IV presenta 19.1 mD, Ciclo III 51 mD, Ciclo II 35.4 mD y Ciclo I presenta 47.74 mD.
- El valor promedio de los espesores netos para la Formación Barco en el campo Sardinata es de 30.15 ft de los cuales el Ciclo IV presenta 13.6 ft, Ciclo III 24.14 ft, Ciclo II 48.2 ft y Ciclo I presenta 30.1 ft. De esto se puede observar que los depósitos de Canales Distributarios que son en los que componen principalmente al Ciclo II de la Formación Barco, presentan un gran espesor y una buena continuidad espacial en el campo.

- Los Ciclos de la formación Barco que presentan mejores porosidades son los Ciclos II y III; 15.72% y 15.92% respectivamente. Los altos valores de porosidad mostrados por el Ciclo IV de la Formación Barco, son valores anómalos enmascarados por la presencia de fragmentos leñosos en este Ciclo, lo que hace que los registros eléctricos SP y resistivos muestren una respuesta características de arenas limpias.
  
- Se sugiere realizar mapas de facies para las formaciones, con el fin de delimitar los depositos de importancia como los canales distributarios.
  
- Se recomienda realizar estratigrafía genética de alta resolución; para esto es necesario mas información de pozos corazonados especialmente de la Formación Catatumbo.
  
- Es importante determinar el volumen original y las reservas de hidrocarburo para la Formación Barco, con los valores obtenidos en el modelo petrofísico.

## BIBLIOGRAFÍA

ALVAREZ-BASTOS, M. (2002). High Resolution Genetic Stratigraphy Of Upper Cretaceous Shoreface/Tidal Couplets, Gallup Sandstone, Crevasse Canyon Formation, Mancos Shale, Western San Juan Basin, New México. Unpublished Dissertation. Colorado Scholl of Mines. p. 295.

ANSALL (2005). Interpretación Petrofísica del Campo Sardinata para la formaciones Barco. Reporte interno de Ecopetrol-ICP.

ARIAS, J.A. y CARDONA, L.F. (2001). Análisis del “Tren” Estructural Socuavó-Tibú-Sardinata en la Cuenca del Catatumbo. Tesis de Grado. Universidad de Caldas – ECOPETROL S.A . 137 pp.

BDP, BASE DE DATOS PETROLERA, Banco de Datos de ECOPETROL, Julio 10 de 2000, Campos Tibú y Sardinata.

BERNER, R.A. (1981). Sedimentary Environments. Journal of Sedimentary Petrology. Vol 51, 2. pp. 359-365.

BOUMAN, Q.C. y GIBSON G. B. (1964). A Geological Review of the Barco Area. Reporte Interno Colpet. ISN 426.

COLEMAN, J.M. y GANGLIANO, S.M. (1965). Sedimentary Structures – Mississippi Delta Plain. Society of Economic Paleontologists & Mineralogists. Special Publications 12. p.133-148.

CORE Laboratories (1998). Geochemical evaluation of source rocks, crude oils, oil seeps, and gas samples from the Catatumbo Basin, Colombia. Final report. p.100.

CROSS, T.A. (1988). Controls on coal distribution in transgressive-regressive cycles, Upper Cretaceous, western interior, U.S.A, in Wilgus, C.K., Hastings, B.S., Posamentier H., Van Wagoner, J., Ross, C.A., and St. C. Kendall, C. G. eds. Sea-level changes – An integrated approach: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication 42, p. 371-380.

ECOPETROL-ICP (1991). Evaluación de la Cuenca del Catatumbo. Ecopetrol-ICP Reporte interno División de Exploración y Explotación. 9 Volúmenes. ISN 20837.

ECOPETROL-ICP (1998). Patronamiento Bioestratigráfico de un área en el sur de la Cuenca del Catatumbo. Ecopetrol-ICP. Reporte interno División de Exploración y Producción. 6 Volúmenes.

ECOPETROL-ICP-GOX (2001). Generación y Expulsión de hidrocarburos en la cuenca del Catatumbo. ECOPEOTROL-ICP Reporte interno División de Exploración y Explotación.

ECOPETROL-ICP (2005). Presentación Campo Sardinata. Gerencia Regional Norte – Vicepresidencia de Producción. Presentación en Microsoft Office PowerPoint.

ESCALANTE, C.E y ROJAS, L.E (1991). Ambientes de Depósito de las Formaciones Catatumbo y Barco con Base en Núcleos de Perforación y Registros Eléctricos. Tesis de Grado.UIS – ECOPEOTROL ICP. pp 7-117

EXXON Exploration (1993). Regional Petroleum Geology, Catatumbo Basin, Colombia. ISN 28750. Informe Interno. ECOPEOTROL.

FOLK, R.L. (1974). Petrology of Sedimentary Rocks. Hemphill Publishing Co. Texas. p. 182

FRIEDMAN, G y SANDERS J. 1978. Principles of sedimentology. Edit. John Willey & Sons Inc. New York.

GALVIS, J., DE LA ESPRIELLA, R., CORTES, R. & UJUETA, G. (1991). Revisión de algunos conceptos sobre la geología de la cuenca inferior del Catatumbo Colombiano. Bogotá. p.144

INGEOMINAS, SERVICIO GEOLÓGICO NACIONAL. (1967). Geología del Cuadrángulo F-13 Tibú. Escala 1: 200.000. E, Irving. Advisor U.S.G.S.

LANDMARK GRAPHICS CORPORATION. (1997). SeisWorks Mapping and Interpretation Module.

LLERENA, J. y MARCANO, F. (1987). El sistema petrolífero en la subcuenca de Catatumbo, Cuenca de Maracaibo, Venezuela. VI Simposio Bolivariano, Caracas, p. 540-551.

LOWELL JAMES. (1972). Structural Styles in Petroleum Exploration. Capt 1. p. 1 - 41.

LUGO, J. y MANN, P. (1995). Jurassic – Eocene Tectonic Evolution of Maracaibo Basin, Venezuela. *En: TANKARD, A.J.; SUAREZ, R. and WELSINE, H. J. Petroleum Basins of South America. AAPG Memoir 62*, p. 699 – 725.

MONDRAGÓN, J. (2001). Proyecto de evaluación regional de la cuenca del Catatumbo. ECOPETROL Reporte interno División de Exploración y Explotación. 5 Volúmenes.

NOTESTEIN, F., HUBMAN, C. and BOWLER, J. (1944). Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia South America. Bulletin of Geological Society of America. Vol. 55-10. p. 1165-1216.

PARNAUD, F. *et al.* (1995). Stratigraphic Synthesis of Western Venezuela. En: *AAPG Memoir 62*. P.681-698.

PEMBERTON, S.G., J.A. MACEACHEM, AND R.W. FREY. (1992). Trace fossil facies models: Environmental and allostratigraphic significance, in Walker, R.G., and N.P. James eds: *Facies Models*, Geological Association of Canada, p.47-72.

PINDELL, J., y KENNAN, L. (2001). "Kinematic Evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean", In: *GCSSEPM research conference*, Houston, Dec., Disponível em: <<http://www.tectonicanalysis.com/site/download/default.htm>> Acesso em 7 de Março de 2005.

POSADA, C. (2002). Modelo Estratigráfico y Estructural del Campo Sardinata, Cuenca de Catatumbo, Colombia. *ECOPETROL ICP KEX*. p. 30.

READING, H. G. (1986). *Sedimentary Environments and Facies*. Blackwell Scientific Publications, Oxford. 615p.

RICHARDS, H.G. (1968). Cretaceous Section in the Barco Area of Northeastern Colombia. *AAPG Bulletin*. Vol 52, No. 12. pp. 2324-2336.

SELLEY, R. (1988). *Applied Sedimentology*. Academic Press, London, p.446.

TALUKDAR, S., Y MARCANO, F. (1994). Petroleum System of the Maracaibo Basin, Venezuela, in L. B. Magoon and W. G. Dow (eds.), *The Petroleum System, From Source to Trap*, AAPG publication.

VAIL, P.R.; MITCHUM, R.M; y THOMPSON, S. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 3: Relative changes of sea level from coastal onlap, in C.E. Clayton, ed., Seismic stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration: Tulsa, Oklahoma, American Association of Petroleum Geologists Memoir 26, p. 63-81.

VAN HOUTEN, F.B. Y JAMES,H.E. (1984). Late Cenozoic Guayabo Delta Complex in Southwestern Maracaibo Basin, Northeastern Colombia. In: Caribbean South America Plate Boundary and Regional Tectonics. Memoir 162. G.S.A. pag.325.

VILLAMIL, T. y PINDELL, J. (1998). Mesozoic Paleogeographic Evolution of Northern South America: Foundations for Sequence Stratigraphic Studies in Passive Margin Settings Deposited During Non-Glacial Times. Paleogeographic Evolution and Non-Glacial Eustasy, Northern South America, SEPM, Special Publication No. 58, p. 283 – 318.

WHEELER, H. E. (1964), Baselevel, lithosphere surface, and time-stratigraphy: Geological Society of America Bulletin, v. 7, p. 599-610.

### **Internet**

<http://www.finagro.com.co/colombia> Consultada en Enero de 2006

<http://earth.google.co> Consultada en Septiembre de 2005

<http://www.ideam.gov.co> Consultada en Diciembre de 2005

<http://www.nasa.gov> Consultada en Septiembre de 2005

## **ANEXOS**

**ANEXO 1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL POZO SARDINATA 3K PARA LA FORMACIÓN BARCO.**

**ANEXO 2. TABLA DE FACIES PARA EL POZO SARDINATA.**

**ANEXO 3. TABLA DE TOPES ESTRATIGRÁFICOS DE LAS FORMACIONES BARCO, CATATUMBO y MITOJUAN.**

**ANEXO 4. INTERPRETACIÓN Y ANÁLISIS DE REGISTROS DE DIPMETER.**

**ANEXO 5. MAPA EN TIEMPO DE LA FORMACIÓN BARCO.**

**ANEXO 6. MAPA EN TIEMPO DE LA FORMACIÓN CATATUMBO.**

**ANEXO 7. MAPA EN PROFUNDIDAD DE LA FORMACIÓN BARCO.**

**ANEXO 8. MAPA EN PROFUNDIDAD DE LA FORMACIÓN CATATUMBO.**

**ANEXO 9. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA.**

**ANEXO 10. CORRELACIÓN ESTRUCTURAL SAR-WE-01.**

**ANEXO 11. CORRELACIÓN ESTRUCTURAL SARD-WE-02.**

**ANEXO 12. MAPAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA FORMACIÓN BARCO.**