

# INVENTARIO, COMPILACIÓN, INTERPRETACIÓN Y EVALUACIÓN INTEGRAL DE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA, GEOFÍSICA Y GEOQUÍMICA DE LA CUENCA ATRATO Y CUENCA SAN JUAN

ARCO CHOCÓ, COLOMBIA



MEDELLÍN – BOGOTÁ  
NOVIEMBRE 2007

**AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, ANH**

**INVENTARIO, COMPILACIÓN, INTERPRETACIÓN Y**

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE LA INFORMACIÓN  
GEOLÓGICA, GEOFÍSICA Y GEOQUÍMICA DE LA CUENCA  
ATRATO Y CUENCA SAN JUAN**

**ARCO CHOCÓ, COLOMBIA**

**CIE-GEO-CHOCÓ**

UNIVERSIDAD EAFIT  
MEDELLIN  
2007

|                                    |                       |
|------------------------------------|-----------------------|
| <i>Director:</i>                   | Geovany Bedoya, Msc.  |
| <i>Asesor-Coordinador Técnico:</i> | Fabio Cediel, Ph.D    |
| <i>Coautores:</i>                  | Isabel Restrepo, Msc. |
|                                    | Carlos Cuartas, Msc.  |
|                                    | Cesar Mora, Msc.      |
|                                    | Gustavo Montenegro    |
|                                    | Iván D. Correa, Ph.D. |
|                                    | Edgar García          |
|                                    | Guillermo Muñoz       |
|                                    | Maria Clara Zuluaga   |

|                              |                              |
|------------------------------|------------------------------|
| <i>Asesores Científicos:</i> | Michel Hermelin, Msc.        |
|                              | José Ignacio Martínez, Ph.D. |
|                              | Juan D. Restrepo, Ph.D.      |
|                              | Gloria Sierra, Msc.          |
|                              | Gloria Elena Toro, Ph.D.     |

## CONTENIDO

|   |    |
|---|----|
| <b>RESUMEN EJECUTIVO</b>  | 11 |
| <b>1. INTRODUCCIÓN</b>  |    |
| A. Objetivo   | 14 |
| B. Localización   | 14 |
| C. Historia exploratoria  | 14 |
| D. Documentos técnicos usados en el presente estudio            | 15 |
| <b>2. GEOLOGÍA GENERAL</b>                                      |    |
| 2.A. Situación geológica  | 17 |
| 2.B. Estratigrafía y facies sedimentarias                       | 17 |
| B.1. Cuenca Atrato  | 17 |
| B.2. Cuenca San Juan  | 24 |
| 2.C. Geología estructural                                       | 27 |
| C.1. Interpretación aeromagnética y aerogravimétrica            | 27 |
| C.2. Expresión estructural en superficie                        | 33 |
| C.3. Secciones estructurales                                    | 37 |
| Conclusiones  | 47 |
| <b>3. INTERPRETACIÓN GEOFÍSICA</b>                              |    |
| 3.A. Evaluación Petrofísica                                     | 48 |
| Introducción  | 48 |
| 3.A.1. Objetivos  | 48 |
| 3.A.2. Información disponible y control de calidad de los datos | 48 |
| 3.A.3. Determinación de volumen de arcilla                      | 50 |
| 3.A.4. Porosidad  | 51 |
| 3.A.5. Saturación de agua                                       | 52 |
| 3.A.6. Permeabilidad  | 54 |
| 3.A.7. Resultados   | 54 |
| 3.A.8. Conclusiones   | 56 |

### **3.B. Evaluación Sísmica**

|   |    |
|---|----|
| Introducción . . . . .  | 62 |
| 3.B.1. Fases del estudio . . . . .  | 64 |
| 3.B.2. Interpretación Tectónico Estratigráfica Cuenca Atrato . . . . .                              | 67 |
| 3.B.2.1. Unidad Tectónico Estratigráfica 1 (Fm. Clavo) . . . . .                                    | 68 |
| 3.B.2.2. Unidad Tectónico Estratigráfica 2 (Fms. Salaquí-Uva-Napipí) . . . . .                      | 70 |
| 3.B.2.3. Unidad Tectónico Estratigráfica 3 (Fm. Sierra) . . . . .                                   | 75 |
| 3.B.2.4. Unidad Tectónico Estratigráfica 4 (Fm. Quibdó) . . . . .                                   | 74 |
| 3.B.3. Interpretación Tectónico Estratigráfica Cuenca San Juan . . . . .                            | 78 |
| 3.B.3.1. Unidad Tectónico Estratigráfica 1 (Fm. Iró, Istmina) . . . . .                             | 78 |
| 3.B.3.2. Unidad Tectónico Estratigráfica 2 (Conglomerados de La Mojarra - Fm.<br>Condoto) . . . . . | 83 |
| 3.B.3.3. Unidad Tectónico Estratigráfica 3 . . . . .  | 86 |

## **4. MARCO TECTÓNICO REGIONAL DE LAS CUENCAS ATRATO Y SAN JUAN . . . . . 87**

## **5. ANÁLISIS GEOQUÍMICO**

|  |     |
|--|-----|
| 5.A. Introducción . . . . .  | 91  |
| 5.B. Recopilación y evaluación de la información . . . . .         | 92  |
| 5.C. Cuenca San Juan . . . . .                                     | 92  |
| 5.C.1. Caracterización geoquímica . . . . .                        | 92  |
| 5.C.2. Madurez térmica . . . . .                                   | 96  |
| 5.C.3. Contenido orgánico . . . . .                                | 97  |
| 5.C.4. Tipo de kerógeno . . . . .                                  | 98  |
| 5.C.5. Potencial generador . . . . .                               | 99  |
| 5.C.6. Correlación crudo-roca . . . . .                            | 100 |
| 5.C.7. Modelo de generación y expulsión de hidrocarburos . . . . . | 107 |
| 5.D. Cuenca Atrato . . . . .                                       | 115 |
| 5.D.1. Roca generadora hipotética en la Cuenca Atrato . . . . .    | 115 |
| 5.D.2. Caracterización geoquímica . . . . .                        | 115 |



|  |     |
|--|-----|
| 5.D.3. Madurez térmica . . . . .                                       | 116 |
| 5.D.4. Contenido orgánico . . . . .                                    | 116 |
| 5.D.5. Tipo de kerógeno . . . . .                                      | 117 |
| 5.D.6. Potencial generador . . . . .                                   | 117 |
| 5.D.7. Correlación crudo-roca . . . . .                                | 117 |
| 5.D.8. Simulación de generación y expulsión de hidrocarburos . . . . . | 117 |
| 5.D.9. Conclusiones Cuenca San Juan . . . . .                          | 125 |
| 5.D.10. Conclusiones Cuenca Atrato . . . . .                           | 126 |
| 5.D.11. Recomendaciones . . . . .                                      | 127 |

## **6. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO**

|   |            |
|---|------------|
| <b>CUENCA ATRATO . . . . .</b>          | <b>128</b> |
| <b>CUENCA SAN JUAN . . . . .</b>        | <b>129</b> |
| <b>Roca generadora . . . . .</b>        | <b>129</b> |
| <b>Generación y migración . . . . .</b> | <b>129</b> |
| <b>Sincronismo . . . . .</b>            | <b>130</b> |
| <b>Recursos por descubrir . . . . .</b> | <b>130</b> |

## **LISTA DE FIGURAS**

Figura 2.A.1. Ubicación geológica de la cuenca Atrato, la cuenca San Juan y la cuenca Urabá.

Figura 2.B.1. Unidades litoestratigráficas definidas para las Cuencas Atrato y San Juan.

Figura 2.C.1. Localización de la malla de datos utilizados para el modelamiento geofísico.

Figura 2.C.3.1. QA-81-10.

Figura 2.C.3.2. QA-81-04.

Figura 2.C.3.3. SJ-81-2600.

Figura 2.C.3.4. SJ-81-2200.

Figura 2.C.3.5. SJ-81-1200.

Figura 3.A.1. Pickett crossplot pozo Nécora-1.

Figura 3.A.2. Pickett crossplot pozo Pacurita-1.

Figura 3.A.3. Pickett crossplot pozo Opogadó-1.

Figura 3.A.4. Pickett crossplot pozo Urodó-1.

Figura 3.A.5. Pickett crossplot pozo Buchadó-1.

Figura 3.B.1. Mapa de localización sísmica.

Figura 3.B.2. Configuración de las cuencas Atrato y San Juan.

Figura 3.B.3. Línea QA-82-20.

Figura 3.B.4. Mapa de Basamento.

Figura 3.B.5. Configuración sísmica Fm. Salaquí.

Figura 3.B.6. Configuración sísmica Fm. Uva.

Figura 3.B.7. Configuración sísmica Fm. Napipí.

Figura 3.B.8. Configuración sísmica Fm. Sierra.

Figura 3.B.9. Eventos de diapirismo en la cuenca de ATRATO.

Figura 3.B.10. Configuración Unidad Tectónico Estratigráfica 1.

Figura 3.B.11. Edificios Calcáreos en la unidad tectónico estratigráfica 1.

Figura 3.B.12. Configuración sísmica de la Formación Istmina.

Figura 3.B.13. Configuración sísmica de los Conglomerados de La Mojarra.

Figura 3.B.14. Configuración sísmica de la Formación Condoto.

Figura 4.1. Marco geotectónico regional del Arco Chocó y las Cuencas Atrato, San Juan y Urabá.

Figura 5.D.2. Mapa de localización de las muestras de afloramiento.

Figura 5.D.3. Diagrama Tmax vs. Índice de Hidrógeno.

Figura 5.D.4. Perfil geoquímico de contenido orgánico.

Figura 5.D.5. Diagrama de Van Krevelen.

Figura 5.D.6. Potencial genético (S1+S2) vs % TOC.

Figura 5.D.7. Mapa de localización del área de estudio.

Figura 5.D.8. Diagrama triangular de las facciones de crudo.

Figura 5.D.9. Relaciones de biomarcadores indicadores de ambiente de depósito.

Figura 5.D.10. Relaciones de biomarcadores indicadores de ambiente de depósito.

Figura 5.D.11. Relaciones de biomarcadores indicadores de anoxia.

Figura 5.D.12. Relaciones de biomarcadores indicadores de anoxia.

Figura 5.D.13. Ubicación del Pseudopozo San Juan.

Figura 5.D.14. Línea sísmica interpretada.

Figura 5.D.15. Historia de flujo de calor.

Figura 5.D.16. Datos de BHT y cálculo del gradiente termal.

Figura 5.D.17. Curvas de calibración y temperatura y madurez en el tiempo.

Figura 5.D.18. Datos de entrada del modelo Geoquímica.

Figura 5.D.19. Datos de entrada del modelo Geológico.

Figura 5.D.20. Historia de enterramiento vs madurez térmica.

Figura 5.D.21. Porcentaje de transformación y principales picos de generación.

Figura 5.D.22. Localización de la línea sísmica escogida.

Figura 5.D.23. Localización del Pseudopozo Atrato proyectado hacia el centro de la Cuenca.

Figura 5.D.24. Línea sísmica interpretada con proyección al Sur Oeste.

Figura 5.D.25. Historia de flujo de calor.

Figura 5.D.26. Datos de BHT y cálculo del gradiente termal.

Figura 5.D.27. Curvas de calibración, temperatura y madurez en el tiempo.

Figura 5.D.28. Datos de entrada del modelo geoquímica.

Figura 5.D.29. Datos de entrada del modelo geológico.

Figura 5.D.30. Historia de enterramiento vs madurez térmica.

Figura 5.D.31. Porcentaje de transformación y principales picos de generación.

Figura 6.D.1. Carta de eventos generalizada para la cuenca San Juan.

Figura 6.D.2. Carta de eventos generalizada para la cuenca Atrato.

### **LISTA DE TABLAS**

Tabla 2.B.1a. Base de las unidades litoestratigráficas definidas en el pozo Buchadó-1

Tabla 2.B.1b. Base de las unidades litoestratigráficas definidas en los pozos Urodó-1 y Opogadó-1

Tabla 2.B.1c. Base de las unidades litoestratigráficas definidas en los pozos Pacurita-1 y Nécora-1

Tabla 2.B.2. Base de las unidades litoestratigráficas definidas en el pozo Tambora-1

Tabla 2.C.1. Puntos de control utilizados para obtener el mapa de Basamento

Tabla 3.A.1. Inventario de curvas pozos cuenca Chocó

Tabla 3.B.1. Listado de líneas sísmicas disponibles

Tabla 3.2. Listado de pozos

Tabla 5.1. Parámetros geoquímicos que describen el potencial petrolero (cantidad) de una roca inmadura

Tabla 5.2. Parámetros geoquímicos que describen el tipo de kerógeno (calidad)

Tabla 5.3. Parámetros geoquímicos que describen el nivel de maduración termal

## **ANEXOS**

---

### **ANEXOS GEOLOGÍA GENERAL**

- Anexo 1.01 MAPA BASE DOCUMENTAL
- Anexo 1.02 MAPA BASE TOPOGRÁFICO
- Anexo 2.01 MAPA GEOLÓGICO DE LA CUENCA ATRATO Y CUENCA SAN JUAN. Arco Chocó. Escala 1:500.000
- Anexo 2.02 MAPA ESTRUCTURAL DE SUPERFICIE (Imagen de Radar) Escala 1:500.000
- Anexo 2.03 MAPA GEOLÓGICO DEL ALTO ISTMINA-CONDOTO. Escala 1:100.000
- Anexo 2.04 COMPILACION/SÍNTESIS ESTRATIGRÁFICA CUENCA ATRATO
- Anexo 2.05 CARTA CRONOESTRATIGRÁFICA CUENCA ATRATO
- Anexo 2.06 ESQUEMA FACIAL CUENCA ATRATO
- Anexo 2.07 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA CUENCA ATRATO
- Anexo 2.08 CARTA CRONOESTRATIGRÁFICA CUENCA SAN JUAN
- Anexo 2.09 SECCIÓN ESQUEMÁTICA A LO LARGO DE LA CUENCA SAN JUAN
- Anexo 2.10 MAPAS DE GRAVIMETRÍA, BASAMENTO Y MAGNETOMETRÍA
- Anexo 2.11 MODELAMIENTO GEOFÍSICO CUENCA ATRATO
- Anexo 2.12 MODELAMIENTO GEOFÍSICO CUENCA SAN JUAN
- Anexo 2.13 GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL DELTA SAN JUAN

### **ANEXO PETROFÍSICA**

- Anexo 3A.01 ANÁLISIS PETROFÍSICO DE LOS POZOS EXPLORATORIOS EN LA CUENCA ATRATO

### **ANEXOS SÍSMICA**

- Anexo 3.01 ANH-2005-01
- Anexo 3.02 ANH-2005-02
- Anexo 3.03 ANH-2005-04
- Anexo 3.04 ANH-2005-06
- Anexo 3.05 ANH-2005-08
- Anexo 3.06 SJ-1981-2400 WEXT
- Anexo 3.07 SJ-1981-2200
- Anexo 3.08 SJ-1981-2000
- Anexo 3.09 SJ-1981-1800WEXT

|            |   |
|------------|---|
| Anexo 3.10 | SJ-1981-1400  |
| Anexo 3.11 | SJ-1981-1200  |
| Anexo 3.12 | SJ-1981-2600  |
| Anexo 3.13 | SJ-1981-1100  |
| Anexo 3.14 | SJ-1981-1500  |
| Anexo 3.15 | L-1972-B  |
| Anexo 3.16 | L-1972-D  |
| Anexo 3.17 | L-1972-E  |
| Anexo 3.18 | L-1972-F  |
| Anexo 3.19 | L-1972-G  |
| Anexo 3.20 | L-1972-H  |
| Anexo 3.21 | L-1972-I  |
| Anexo 3.22 | L-1972-J  |
| Anexo 3.23 | L-1972-K  |
| Anexo 3.24 | L-1972-M  |
| Anexo 3.25 | TB-1991-1130  |
| Anexo 3.26 | QA-1982-18  |
| Anexo 3.27 | QA-1982-20  |
| Anexo 3.28 | QA-1982-6   |
| Anexo 3.29 | QA-1982-8   |
| Anexo 3.30 | Mapa Estructural en Profundidad al tope de la Formación Clavo   |
| Anexo 3.31 | Mapa Estructural en Profundidad al tope de la Formación Salaquí |
| Anexo 3.32 | Mapa Estructural en Profundidad al tope de la Formación Uva     |
| Anexo 3.33 | Mapa Estructural en Profundidad al tope de la Formación Napipí  |
| Anexo 3.34 | Mapa Estructural en Profundidad al tope de la Formación Sierra  |
| Anexo 3.35 | Mapa Estructural en Profundidad al tope de Basamento            |
| Anexo 3.36 | Mapa Estructural en Profundidad al tope de la Formación Iró     |
| Anexo 3.37 | Mapa Estructural en Profundidad al tope de la Formación Istmina |
| Anexo 3.38 | Mapa Estructural en Profundidad al tope de la Formación Condoto |

## **ANEXO GEOQUÍMICA**

|            |                                     |
|------------|-------------------------------------|
| Anexo 5.01 | MAPA DE OCURRENCIAS DE ACEITE Y GAS |
|------------|-------------------------------------|

## RESUMEN EJECUTIVO

**Este primer balance de la exploración geológica de las Cuencas Atrato y San Juan** se basa en una compilación sistemática de investigaciones básicas realizadas por diferentes compañías exploradoras de hidrocarburos y minerales desde la década de 1940. Buena parte de los documentos, producto de estos estudios, se perdió o de ellos se conservan solamente fragmentos, no siempre en buen estado. Sin embargo, consideramos que el esfuerzo hecho para recuperar los resultados más relevantes, fue exitoso y éstos documentan suficientemente las conclusiones del presente trabajo.

**La interpretación y evaluación de la información disponible** se hizo a la luz de técnicas modernas y de conceptos científicos actuales. Se prestó particular cuidado en la revisión de interpretaciones y conceptos geológicos formulados en base en datos puntuales, buscando llegar a una valoración regional justa y acorde con la densidad de información – por cierto muy baja – existente en las dos cuencas. Hoy podemos afirmar que tanto la Cuenca Atrato como la Cuenca San Juan se hallan sub-exploradas, pero no por eso su calificación es negativa. Por el contrario, el balance es positivo, es decir, que se han identificado importantes oportunidades exploratorias.

**El resultado del nuevo análisis geológico-geofísico** de la región motivo del presente estudio, muestra con suficiente claridad la existencia de tres cuencas sedimentarias dentro del Arco Chocó (segmento sur del Arco Panamá), cada una de ellas con características propias y distintas:

- i. La Cuenca Atrato: Cuenca Fore-Arc Cenozoica
- ii. La Cuenca San Juan: Paleo-Delta Cenozoico
- iii. La Cuenca Urabá (no evaluada en este estudio).

**Las dimensiones de las estructuras prospectivas** permiten ser optimistas en cuanto al tamaño de acumulaciones importantes. De acuerdo a lo observado en este estudio se concluye que las estructuras mayores encontradas tanto en la Cuenca Atrato como la San Juan son de reciente creación y que la generación de hidrocarburo es anterior a la formación de las estructuras.

La presencia de rezumaderos de aceite en superficie certifica la posibilidad que tiene el hidrocarburo para moverse al encontrar rocas aptas como conductos de transporte.

**La presencia de rocas generadoras en las Cuencas San Juan y Atrato** está documentada con base en la caracterización geoquímica de la Formación Iró, en el sector del alto Istmina-Condoto. Adicionalmente, se postula que unidades aún no estudiadas geoquímicamente, como la Formación Salaquí y la Formación Clavo en la Cuenca Atrato, (equivalente estratigráfico de la Fm. Iró) - y con base en los resultados de modelamiento de generación de hidrocarburos (1D) - alcanzaron importantes procesos de generación y expulsión de hidrocarburos durante el Mioceno tardío-Plioceno.

**Los recursos por descubrir** con base en el modelo geológico y geoquímico obtenido y de acuerdo con los resultados del balance de masas calculado, en la Cuenca San Juan existen expectativas de recursos por descubrir del orden de los 600 MBPE (P50) y en la cuenca Atrato de 850 MBPE (P50).

**Los programas exploratorios a continuar** encuentran en este documento las bases y guías necesarias para un diseño adecuado al nivel de conocimiento existente en las dos cuencas. Debe resaltarse la necesidad de obtener información primaria de campo, tanto en los temas geológico, geofísico y geoquímico. Así por ejemplo, es indispensable:

- i. Definir estratigráficamente y caracterizar petrográfica y geoquímicamente las unidades roca potencialmente generadoras de hidrocarburos, con base en un muestreo suficientemente denso.
- ii. Realizar modelamiento 2D de generación y migración de hidrocarburos para evaluar el riesgo por carga de los principales plays identificados en las cuencas.
- iii. Revisar la cartografía geológica a escalas inferiores a 1:500.000, en áreas seleccionadas según criterios exploratorios definidos por la geología estructural.



- iv. Diseñar programas de adquisición sísmica con parámetros que consulten los resultados de programas anteriores y el conocimiento geológico actual de cada una de las cuencas.
- v. Adelantar una campaña de adquisición de GR espectral sobre afloramiento para patronar mejor los pocos registros existentes y mejorar las posibilidades de caracterización de futuros pozos.
- vi. Vectorizar la información sísmica que no cuenta con archivos SEGY.
- vii. Reprocesar bajo un mismo criterio los programas sísmicos existentes con el objetivo de mejorar su resolución.
- viii. Obtener información petrológica y dataciones isotópicas de las unidades roca que conforman los límites E, W de la Cuenca Atrato (Arco Magmático de Mandé y Serranía de Baudó) con el fin de soportar modelos de evolución geológica y geohistoria de la Cuenca.
- ix. Incorporar al análisis geológico regional la evaluación de la Cuenca Urabá, como elemento importante y meta exploratoria dentro del Arco Chocó.

---

La **Universidad Eafit** y su **Departamento de Geología**, agradecen a la **Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH**, la oportunidad de participar en el esfuerzo exploratorio que ésta adelanta y así contribuir a un mutuo beneficio y progreso en el conocimiento científico y aplicado de la geología y los recursos del país.

## 1. INTRODUCCIÓN

### A. Objetivo

El inventario, compilación, interpretación y evaluación integral de la información geológica, geofísica y geoquímica de la llamada Cuenca Chocó, en el marco de los proyectos ANH 2005 y 2006, tienen por objeto mejorar el conocimiento de la Cuenca en términos de potencial exploratorio, de conformidad con la propuesta de febrero de 2007 que hace parte integral del Contrato de Prestación de Servicios Tecnológicos, suscrito entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH y la Universidad EAFIT.

### B. Localización

La ubicación geográfica de la Cuenca Chocó se define al occidente por la línea divisoria de aguas de la Serranía de Baudó, por el oriente por el flanco occidental de la Cordillera Occidental, al norte por el límite político con la República de Panamá y al sur por la línea de costa con el Océano Pacífico. Geográficamente, la Cuenca del Chocó se divide en la Sub-Cuenca del Río Atrato al norte y la Sub-Cuenca del Río San Juan al sur, separadas por el Alto Istmina-Condoto. La extensión superficial aproximada de cada una de ellas es de 25.000 Km<sup>2</sup> para la primera y 10.500 Km<sup>2</sup> para la segunda. Desde el punto de vista geológico y como resultado del presente estudio, se redefinen como cuencas exploratorias distintas, la Cuenca Atrato y la Cuenca San Juan.

### C. Historia exploratoria

En el Mapa Base (Anexo 1.01) aparecen localizados los principales trabajos de campo, los programas de sísmica disparados hasta la fecha y los pozos exploratorios perforados. Teniendo en cuenta la extensión superficial de cada una de las Sub-Cuencas, los resultados del presente estudio y el potencial exploratorio identificado, se colige que tanto la Sub-Cuenca Atrato como la Sub-Cuenca San Juan se hallan en una etapa incipiente de exploración o sub-exploradas.

Así, por ejemplo, en la Sub-Cuenca Atrato se han perforado solamente cinco pozos exploratorios:

- Buchadó-1, Richmond 1953, profundidad final (PF) 15.539'

- Opogadó-1, Continental 1973, PF 11.372'
- Urodó-1, Superior 1973, PF 15.000'
- Pacurita-1, Asamera 1981, PF 9.489'
- Nécora-1, Asamera 1983, PF 6.503'

De éstos, Opogadó-1 y Urodó-1, fueron perforados al menos parcialmente, en altos estructurales constituidos por diapiros de lodo.

Pacurita-1 y Nécora-1 terminaron cerca del tope de Oligoceno, sin haber alcanzado el objetivo exploratorio, es decir las unidades roca más promisorias, localizadas en niveles estratigráficos inferiores.

El pozo Buchadó-1, que llegó a una profundidad final de 15.539 pies, alcanzó a perforar el segmento superior de la secuencia de rocas del Eoceno Superior, que equivaldrían cronoestratigráficamente a la Fm. Iró, conocida en el Alto Istmina-Condoto por su alta capacidad generadora de hidrocarburos. No obstante que Buchadó 1 parece ubicado fuera de una estructura adecuada, presentó importantes manifestaciones de aceite y gas entre los 5.800' (gas) y 11.500' (aceite).

En la Sub-Cuenca San Juan, a excepción del pozo Tambora-1 localizado costa-afuera y que perforó parcialmente un diapiro de lodo, no se ha perforado ningún pozo exploratorio.

#### **D. Documentos técnicos usados en el presente estudio CIE-GEO-CHOCÓ**

Los principales documentos técnicos usados en este estudio, además del inventario suministrado por la ANH (ver Anexo B), y que constituyen una contribución importante a los resultados obtenidos, se relacionan a continuación:

- IGAC-INGEOMINAS 2006. Investigación Integral del Andén Pacífico Colombiano. Cartografía Geológica en escala 1:100.000.

- Carson Helicopters. 2006, Programa adquisición, procesamiento e interpretación de datos aeromagnetogravimétricos en el litoral pacífico de Colombia, informe técnico de la ANH.
- EarthSat – ECOPETROL (1999) Proyecto Radar.
- Cedié, F., D. Barrero, and C. Cáceres, 1998. Seismic Atlas of Colombia: Seismic Expression of Structural Styles in the Basins of Colombia: Robertson Research International, UK, ed., Geotec Ltd., Bogotá, vol. 1 to vol. 6.
- Cedié, F., and C. Cáceres, 2000, Geological Map of Colombia. Third Edition: Geotec Ltd., Bogotá. ArcGis, Canvas, with Legend and Tectonostratigraphic Chart.
- Schmidt-Thome, M., Feldhaus, L., Salazar, G. & Muñoz, R., 1992. Explicación del Mapa Geológico, escala 1:250.000, del Flanco Oeste de la Cordillera Occidental entre los Ríos Andágueda y Murindó, Deptos. de Antioquia y Chocó, República de Colombia. Geol. Jb. B 78, 3-23, 1 Mapa. Hannover.
- BGR – Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales de Alemania & Ingeominas, 1990. Mineralizaciones Primarias de Metales del Grupo de Platino y Oro en la Cuenca de los Ríos Condoto e Iró, Chocó, Colombia. 1-210. Medellín.
- Utah Minerals, 1980. Geological Map of the Atrato-San Juan Basins and Surrounding Areas. Scale 1:500.000 (inédito)

## **2. GEOLOGÍA GENERAL**

### **2.A. Situación geológica**

Las Cuencas Atrato, San Juan (y Urabá) se encuentran dentro del Arco Chocó-Panamá (Fig. 2.A.1) descrito ya por varios autores (Duque 1990 y redefinido por Cediel et al. 2003). Se trata de depósitos sedimentarios acumulados desde el Paleógeno sobre diferentes basamentos Cretácicos, principalmente, compuestos por restos de corteza oceánica que portan fragmentos de arcos de islas. Estos terrenos oceánicos migran desde finales del Cretácico y colisionan sucesivamente o se adosan al borde continental del NW de Suramérica hasta cerrar la comunicación entre el Océano Pacífico y el Mar Caribe. Dentro de este proceso se desarrollan las cuencas mencionadas, cada una con características estratigráficas y faciales propias.

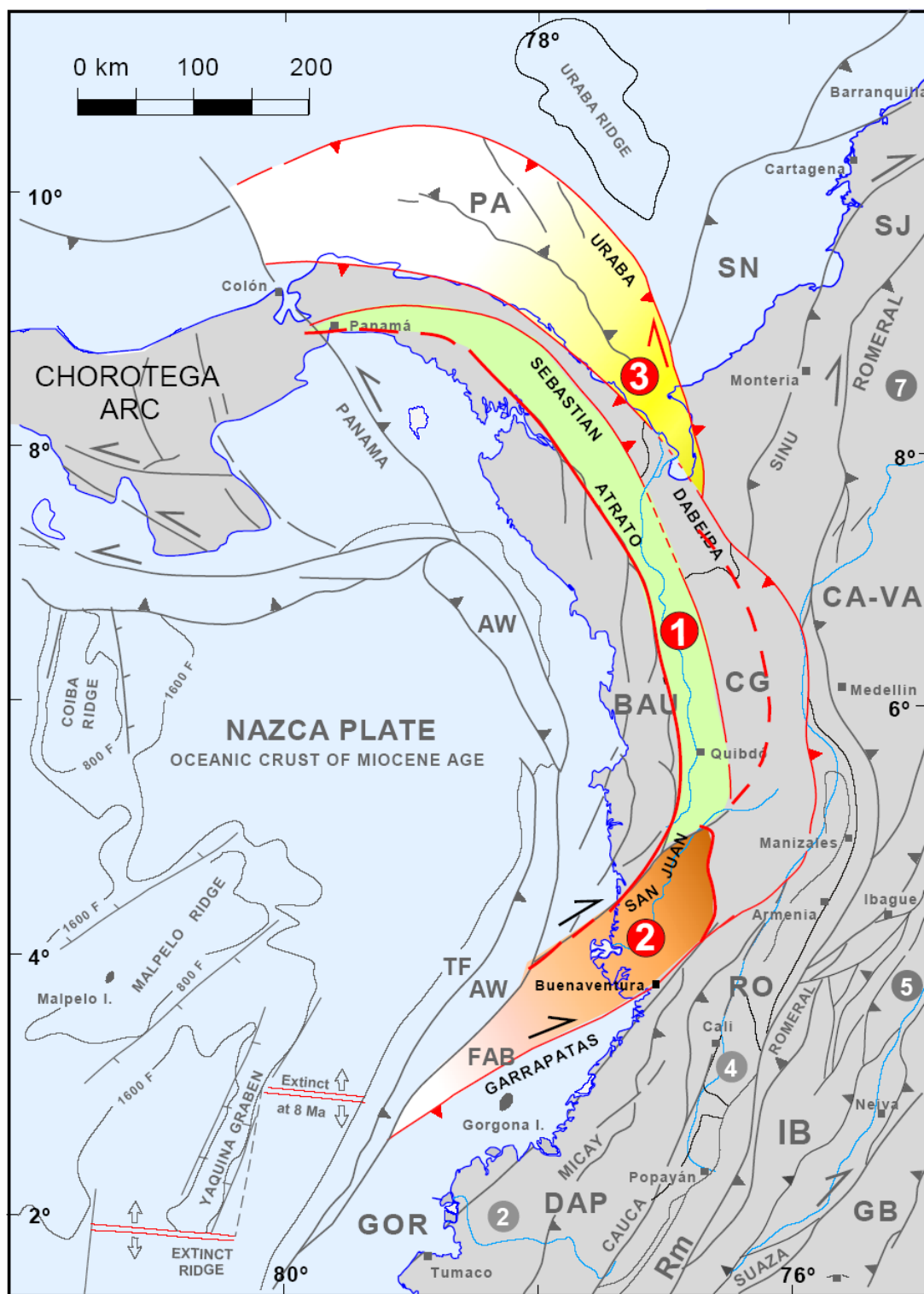
### **2.B. Estratigrafía y facies sedimentarias**

La denominada de manera general como Cuenca San Juan-Atrato o Cuenca Chocó Pacífico (<http://www.anh.gov.co>) se caracteriza como un depósito en ambientes desde marinos a continentales sobre un complejo ígneo-sedimentario. Sin embargo, las características estratigráficas reconocidas durante la presente revisión y evaluación de la información disponible permiten diferenciar dos cuencas sedimentarias distintas: la Cuenca Atrato y la Cuenca San Juan (Anexos 2.05 y 2.08).

#### **2.B.1. Cuenca Atrato**

Pocos han sido los estudios cartográficos realizados en la Cuenca Atrato (Anexo 1.01). De ellos, el más completo en cuanto a área cartografiada y análisis bioestratigráficos fue el realizado por Haffer (1967). Por lo tanto, las denominaciones y descripciones litoestratigráficas propuestas allí son las utilizadas en este informe.

La secuencia sedimentaria está compuesta por seis unidades litoestratigráficas, que se extienden desde al menos el Eoceno inferior hasta el Plioceno (Figura 2.B.1). Los límites temporales de cada una de ellas se basaron fundamentalmente en su contenido faunístico, caracterizado por la presencia abundante de foraminíferos planctónicos y bentónicos. Estos límites muestran una gran semejanza con esquemas propuestos anteriormente (i.e Haffer, 1967; Duque, 1991), pero han sido actualizados a escalas de tiempo geológico recientes (Gradstein et al., 2004).



**1 Cuenca Atrato      2 Cuenca San Juan      3 Cuenca Uraba**

Figura 2.A.1. Ubicación geológica de la Cuenca Atrato, la Cuenca San Juan y la Cuenca Urabá.

Modificado de Cedié et al. (2003).

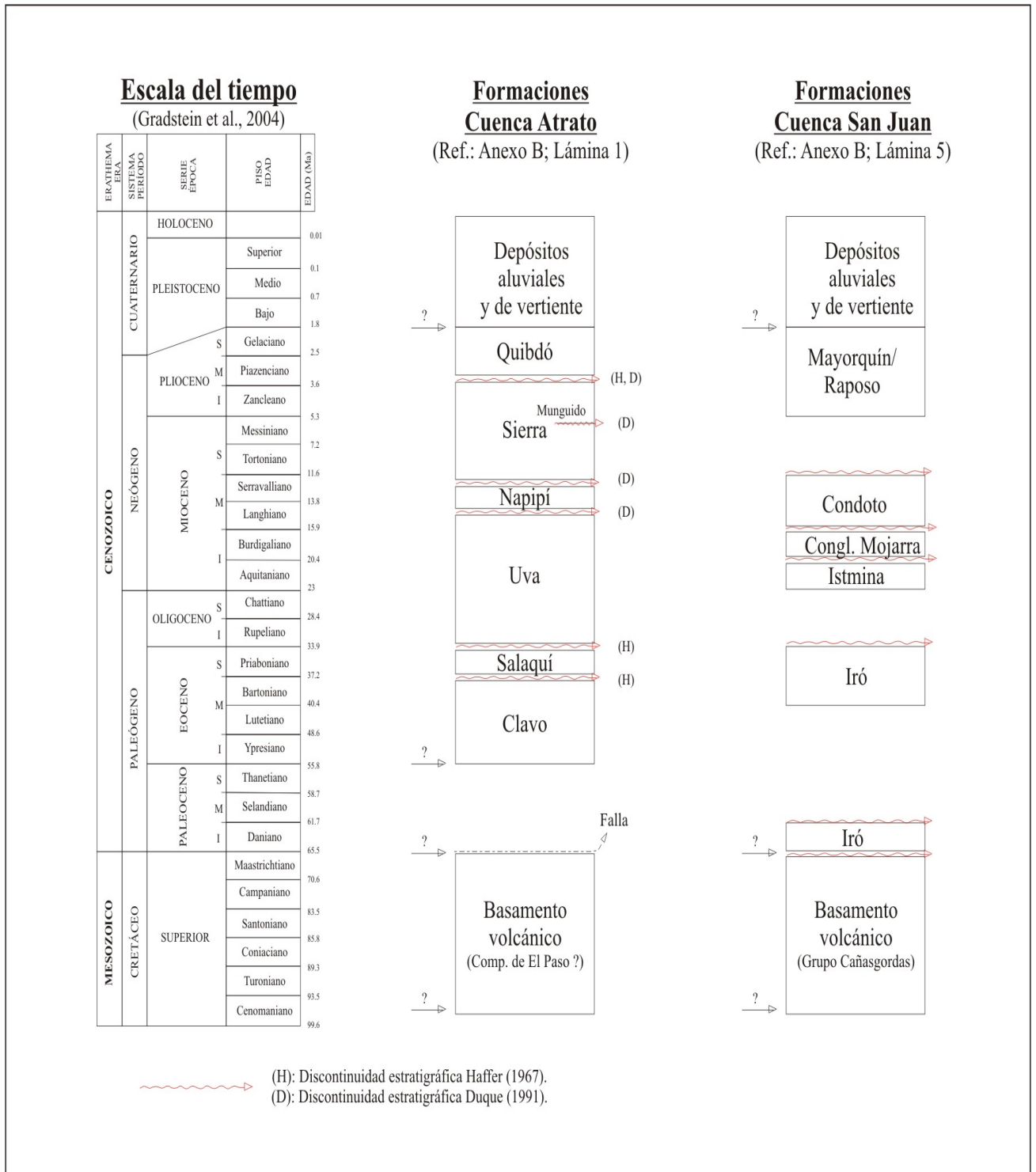


Figura 2.B.1. Unidades litoestratigráficas definidas para las Cuencas Atrato y San Juan.

La Cuenca Atrato contiene una secuencia sedimentaria espesa de hasta aproximadamente 10 Km., depositada sobre un basamento ígneo-sedimentario en ambientes predominantemente marinos, de acuerdo con la fauna reportada, pero con una influencia marcada de ambientes transicionales o continentales durante su desarrollo geológico más reciente (Anexo 2.06).

En superficie, las Formaciones Uva, Napipí, Sierra y Quibdó se encuentran ampliamente distribuidas sobre gran parte de la margen izquierda de la cuenca, y en menor proporción sobre su margen derecha, a la altura del valle superior del Río Atrato. Por el contrario, la Formación Clavo se restringe a sólo un sector de la margen izquierda de la Cuenca y la Formación Salaquí, aunque localizada sobre ambas márgenes, solo aflora en dos secciones (Anexo 2.01).

Cada una de estas unidades posee características litológicas particulares. Sin embargo, y como lo indican las descripciones de afloramiento, al interior de cada una de ellas se presentan variaciones faciales que representan diferencias en las condiciones de depósito (Anexo 2.04).

La información disponible reporta facies más arenosas sobre la margen derecha de la Cuenca, lo que insinúa la posible proveniencia de los sedimentos desde ese sector. Sin embargo, los datos no permiten definir direcciones precisas.

La correlación estratigráfica de estas unidades muestra claramente el grado de continuidad y sus relaciones en profundidad de acuerdo con interpretaciones bioestratigráficas de algunos pozos (Anexo 2.07). Igualmente, son evidentes las variaciones en los espesores de cada una de ellas, indicando así, procesos sedimentarios controlados por actividad tectónica diferencial. En términos generales, las unidades tienden a hacerse más espesas hacia el sur. Este hecho se hace notorio para la Formación Uva, cuyo espesor se incrementa fuertemente (~1200 m a ~2300 m) en tal sentido.

Así mismo, por sus implicaciones tectónicas, es notorio el hecho de que en la sección del Río Murrí aflora la Formación Salaquí en contacto discordante con la Formación Quibdó. En esta sección, la Formación Salaquí tiene en su parte inferior 1700 metros de conglomerados con dos intercalaciones concordantes de flujos de lava (Anexo 2.06).



### Pozos exploratorios en la Cuenca Atrato

Un total de cinco pozos se han perforado desde 1953 a 1983 durante diferentes campañas exploratorias de hidrocarburos en la Cuenca del Atrato.

Con el objeto de definir los límites de cada una de las unidades litológicas, la información estratigráfica y bioestratigráfica de cada uno de ellos ha sido reevaluada por diferentes autores, (Tabla 2.B.1a, Tabla 2.B.1b, Tabla 2.B.1c).

La nomenclatura litoestratigráfica (e.g. nominación de las unidades roca) utilizada por algunos de ellos difiere de la propuesta en este estudio. Con el objeto de hacer estas nomenclaturas comparables, se realizó una conversión de aquellas, basada en sus descripciones litológicas y en sus asignaciones temporales.

La comparación entre los límites litoestratigráficos muestra discrepancias en la determinación del tope y la base de cada una de las unidades (Tabla 2.B.1a, Tabla 2.B.1b, Tabla 2.B.1c). Sin embargo, para los pozos involucrados en la correlación estratigráfica, se incluyeron los esquemas que se consideraron bioestratigráficamente más consistentes.

El pozo Buchadó-1 fue el primer pozo perforado en esta Cuenca y es el que mayores estudios reporta (Tabla 2.B.1a). El estudio de cada uno de ellos se basó en información bioestratigráfica, principalmente en foraminíferos.

Pozos Cuenca Atrato

|                            | Buchadó-1<br>(Richmond Petroleum Company, 1953.) |                              |                                 |               |   |                                 |
|----------------------------|--|------------------------------|---------------------------------|---------------|---|---------------------------------|
| FORMACIÓN                  | Richmond,<br>1954.                               | Robertson<br>Research, 1985. | Robertson<br>Research, 1988.    | Suarez, 1990. | Duque-Caro,<br>1991.                            | Muñoz y<br>Cogollo, 2000.       |
| Quibdó                     | 1320'  | 5000'                        | Sin muestras<br>arriba de 6090' | 1305'         |   |                                 |
| Sierra <sup>Munguidó</sup> | 5805'  | 7000'                        | 6300' (?)                       | 8690'         | ~8659'  | 6750'                           |
| Napipí                     | 6490'  | 11000'                       | 8700' (?)                       | 10140'        | ~10345'   | Sin muestras<br>debajo de 6750' |
| Uva                        | 10160'   | 12740'                       | 13400' (?)                      | 13160'        | ~13120'   |                                 |
| Salaquí                    | 13170'   |                              |                                 | 15539'        | Secuencia<br>terrigena<br>desconocida<br>15539' |                                 |
| Clavo                      | 15539' (?)                                       | 15539' (?)                   | 15424' (?)                      |               |   |                                 |
| Basamento                  |  |                              |                                 |               |   |                                 |
| Profundidad total          | 15539'   |                              |                                 |               |   |                                 |
| Resultados                 | Seco   |                              |                                 |               |   |                                 |

Tabla 2.B.1a. Base de las unidades litoestratigráficas definidas en el pozo Buchadó-1.

La Tabla 2.B.1b presenta los esquemas litoestratigráficos para los pozos Urodó-1 y Opogadó-1. Para el pozo Urodó-1, la base de cada una de las unidades litoestratigráficas definidas en Muñoz y Cogollo (2001) se fundamentó en información bioestratigráfica. Para este mismo pozo, Suárez (1990) y Duque-Caro (1991), definieron cada base de acuerdo con horizontes sísmicos amarrados temporalmente a los pozos Buchadó-1 y Opogadó-1. Para el pozo Opogadó-1 cada base se definió bioestratigráficamente en cada estudio.

| Pozos Cuenca Atrato        |                                     |  |                               |  |                           |               |  |
|----------------------------|-------------------------------------|--|-------------------------------|--|---------------------------|---------------|--|
| FORMACIÓN                  | Urodó-1<br>(Superior Oil Co., 1973) |  |                               | Opogadó-1<br>(Continental de Col. & Oil Gulf Co., 1974.) |                           |               |  |
|                            | Suarez, 1990.                       | Duque-Caro, 1991.                      | Muñoz y Cogollo, 2000.        | Cont. & Gulf 1974.                                       | Robertson Research, 1985. | Suarez, 1990. | Duque-Caro, 1991.                      |
| Quibdó                     |                                     |  |                               | 4650' (?)  |                           |               |  |
| Sierra <sup>Munguidó</sup> |                                     |  |                               | 7350'  | 5600' (?)                 | 7300'         | 7300'                                  |
| Napipí                     | 1000'                               | ~1057'                                 | 3850'                         | 9700'  | 9719' (?)                 | 9050'         | 9050'                                  |
| Uva                        | 6400'                               | ~6400'                                 | 13850' (?)                    | 10050'   | 10382' (?)                | 9950'         | 10450'                                 |
| Salaquí                    | 11200' (?)                          | Secuencia terrígena desconocida 15000' | Sin muestras debajo de 13850' |  |                           | 10450'        | Secuencia terrígena desconocida 11372' |
| Clavo                      | 15000' (?)                          |  |                               | 11372' (?)   | 11372' (?)                | 11372'        |  |
| Basamento                  |                                     |  |                               |  |                           |               |  |
| Profundidad total          | 15000'                              |  |                               | 11372'   |                           |               |  |
| Resultados                 | Seco                                |  |                               | Seco   |                           |               |  |

Tabla 2.B.1b. Base de las unidades litoestratigráficas definidas en los pozos Urodó-1 y Opogadó-1.

La Tabla 2.B.1c presenta los esquemas para los pozos Pacurita-1 y Nécora-1. Para cada uno de estos, los esquemas de Muñoz y Cogollo (2001) se basaron en información bioestratigráfica, mientras que los restantes se basaron en reflectores sísmicos amarrados temporalmente al pozo Opogadó-1.

### Pozos Cuenca Atrato

|                                | <b>Pacurita-1<br/>(Asamera Inc., 1981)</b> |  |                                 | <b>Nécora-1<br/>(Asamera Inc., 1983)</b> |                                 |
|--------------------------------|--|--|---------------------------------|--|---------------------------------|
| <b>FORMACIÓN</b>               | Suarez, 1990.                              | Duque-Caro,<br>1991.                           | Muñoz y<br>Cogollo, 2000.       | Suarez, 1990.                            | Muñoz y<br>Cogollo, 2000.       |
| Quibdó                         |  |  |                                 |  | Sin muestras<br>arriba de 3170' |
| Sierra <small>Munguidó</small> |  |  |                                 |  |                                 |
|                                | 1605'                                      | ~1312'   | 2210'(?)                        | 660'                                     | 3890'                           |
| Napipí                         | 4550'                                      | ~3490'   | 6530'(?)                        | 2860'                                    | 3980'                           |
| Uva                            | 5405'                                      |  |                                 | 4630'                                    | 6503'                           |
| Salaquí                        | 9489'                                      | Secuencia<br>terrágena<br>desconocida<br>9489' | Sin muestras<br>debajo de 6530' | 5600'                                    |                                 |
| Clavo                          |  |  |                                 | 6503'                                    |                                 |
| <b>Basamento</b>               |  |  |                                 |  |                                 |
| <b>Profundidad total</b>       | 9489'                                      |  |                                 | 6503'                                    |                                 |
| <b>Resultados</b>              | Seco                                       |  |                                 | Seco                                     |                                 |

Tabla 2.B.1c. Base de las unidades litoestratigráficas definidas  
en los pozos Pacurita-1 y Nécora-1.

### **2.B.2. Cuenca San Juan**

Un alto porcentaje de los estudios estratigráficos realizados en la Cuenca San Juan han sido de carácter local y concentrados en el denominado Alto Condoto, valle superior del Río San Juan. En esta zona (Alto Istmina-Condoto) se han ejecutado los trabajos cartográficos más importantes, cuyos resultados han sido extrapolados para la Cuenca.

La secuencia sedimentaria consta de cinco unidades litoestratigráficas y se extiende desde el Paleoceno hasta el Plioceno, con sus límites temporales definidos a partir de los trabajos disponibles que reportaron un mejor contenido bioestratigráfico (Figura 2B.1a, Anexo 2.08). Según su contenido faunístico, gran parte de la secuencia se depositó en ambientes marinos con una fuerte influencia continental. La posible ausencia de rocas en el intervalo Paleoceno-Eoceno, y de los períodos Oligoceno y Mioceno superior (evidenciada en el Alto Istmina-Condoto) sugiere procesos erosivos intensos y de larga duración. En superficie, las formaciones Pliocénicas Raposo y Mayorquín cubren gran parte del área de la cuenca. Las Formaciones Iró y Conglomerados de La Mojarra afloran sólo en el Alto Condoto, mientras que las Formaciones Istmina y Condoto afloran en diferentes sectores de la Cuenca (Anexo 2.01).

La información disponible no permitió construir modelos de correlación estratigráfica como los realizados para la Cuenca Atrato. Sin embargo, de ésta se tomó una interpretación de facies definida a partir de información sísmica. Esta interpretación fue modificada de acuerdo con la nomenclatura estratigráfica propuesta en este estudio (Anexo 2.09). Esta interpretación sugiere continuidad, a lo largo de gran parte de la Cuenca, de las unidades litológicas definidas en el Alto Istmina-Condoto. Así mismo, se señala un aumento hacia el sur de los espesores de las unidades estratigráficas.

#### Pozos exploratorios en la Cuenca San Juan

En la Cuenca San Juan -costa adentro- no se ha realizado ninguna perforación para exploración de hidrocarburos. La información del pozo Tambora 1, ubicado costa afuera (Suroeste de Buenaventura) ha sido utilizada por algunos autores para correlacionar la interpretación sísmica de la Cuenca San Juan.

De acuerdo con los reportes bioestratigráficos existentes, gran parte del material del pozo resultó estéril. Sin embargo, se piensa que no se perforó más allá del Mioceno inferior (Tabla 2.B.2).

## Pozo costa afuera Cuenca San Juan

|                          | <b>Tambora-1<br/>(Intercol, 1967)</b>           |                                 |
|--------------------------|---|---------------------------------|
| <b>FORMACIÓN</b>         | Robertson<br>Research, 1988.                    | Muñoz y<br>Cogollo, 2000.       |
| Raposo/Mayorquín         | Sin muestras<br>arriba de 2666'                 | ?                               |
| Condoto                  | 2696'   | Sin muestras<br>arriba de 8501' |
| Cong. Mojarra            | 4727'   | 8501' (?)                       |
| Istmina                  |   |                                 |
| Iró                      | Nota:<br>[6848' - 11252']<br>intervalo estéril. | Sin muestras<br>debajo de 8501' |
| <b>Basamento</b>         |   |                                 |
| <b>Profundidad total</b> | 11365'  |                                 |
| <b>Resultados</b>        | Seco  |                                 |

Tabla 2.B.2. Base de las unidades litoestratigráficas definidas en el pozo Tambora-1.

## **2.C. Geología Estructural**

### **2.C.1 Interpretación aeromagnética y aerogravimétrica** (Anexo 2.10).

La caracterización de una cuenca sedimentaria incluye, además de la determinación de su geometría, espesor y composición litológica, el conocimiento de su basamento y de las estructuras que lo afectan; solamente así se puede entender su evolución. Mediante la utilización de datos aerogravimétricos y aeromagnéticos se logró el modelamiento geofísico y la caracterización del basamento de dos cuencas significativamente diferentes, la Cuenca Atrato y la Cuenca San Juan, antes denominadas Cuenca Chocó.

#### Los Datos

Los datos aeromagnetométricos y aerogravimétricos fueron provistos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y por Ecopetrol, previa solicitud de la ANH. Los datos provistos por la ANH fueron colectados por Carson Helicopters en el año 2006 y cubren principalmente la Cuenca Atrato como lo muestra la Figura 2C.1. La campaña fue realizada a una altura de 1280 m y con una malla de vuelo de 7.5 Km x 10 Km. Los datos de Ecopetrol fueron colectados por la misma empresa en el año 2000 y cubren la Cuenca San Juan (Figura 1). Los archivos se recibieron en formato ASCII con coordenadas planas Magna en el Atrato y con coordenadas Bogotá- Oeste en el San Juan.

En este informe se utilizaron los valores de intensidad magnética total (TMI) y Anomalía Gravimétrica de Bouguer (AGB) ( $p=2.67$ ) presentes en las bases de datos para la generación de los mapas de intensidad magnética total, de Anomalías de Bouguer y de basamento gravimétrico.

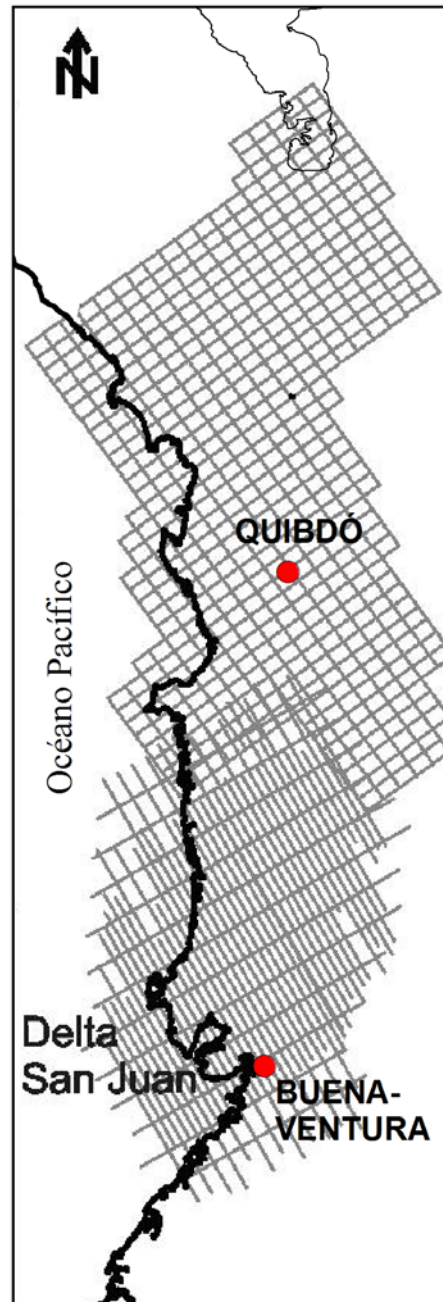


Figura 2.C.1. Localización de la malla de datos utilizados para el modelamiento geofísico.

### Metodología

- Mapa de Anomalías de Bouguer (AGB) ( $p=2.67$ )

Se integraron los valores de AGB ( $p=2.67$ ) de las dos bases de datos. Con la base de datos integrada se generaron dos mapas de AGB, uno mediante el método de interpolación



Krigging y el otro con mínima curvatura. El mapa elegido para la interpretación fue el modelado con Krigging cuyo tamaño de celda fue de 5 km.

La interpretación del mapa de AGB se complementa con perfiles gravimétricos a los cuales se les aplicó un modelamiento inverso para conocer el perfil del basamento gravimétrico que mejor se ajusta a los valores observados. El modelamiento inverso de perfiles se realizó con un programa desarrollado en el Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, (Grupo de Investigación, Reducción de Riesgo Exploratorio). Este programa se ampara en la determinación de la transformada de Fourier para un conjunto de datos (x,z) según la ecuación propuesta por Parker (1972) y mejorada por Oldenburg (1974) con el propósito de hacerla más iterativa. Esta ecuación permite calcular la forma de un cuerpo dada su anomalía. El programa construye la función de relieve que más se ajusta al perfil de AGB, bajo la previa determinación de algunos parámetros tales como: contraste de densidad, separación de los datos de entrada y nivel topográfico de inversión ( $z_0$ ).

#### - Mapa de Basamento

Es posible hallar un mapa de basamento por inversión gravimétrica a partir del mapa de AGB continuado a 2 Km, y con puntos de control del basamento tanto en superficie como en profundidad (Tabla 2C.1). Preliminarmente, se debe separar en el mapa de AGB la señal generada por la tendencia regional de la señal producida por los residuales. Esta separación se hizo de manera cuantitativa según la metodología propuesta por Graterol y Gumert (1998). Una vez separadas las señales, se toma el mapa de residuales y se invierte mediante un software (Bhaskara Rao D. y Rameshu Babu N., 1991). Esta inversión produce un mapa de basamento gravimétrico controlado cuyas profundidades se reflejan en kilómetros.

| t             | X        | Y         | Z      |
|---------------|----------|-----------|--------|
| sup6          | 654812   | 1076322   | -179   |
| sup2          | 619627   | 1326335   | -1000  |
| sup0          | 635514   | 1259938   | -378   |
| qa-81-10-400  | 726795   | 1162894   | 36     |
| qa-81-10-250- | 719516   | 1161036   | 2790.5 |
| qa-81-10-150  | 714689.9 | 1159805.8 | 4194   |
| qa-81-04-550  | 734448.3 | 1131329.5 | 180    |
| qa-81-04-385  | 726889.4 | 1129194.5 | 2440   |
| qa-81-04-180  | 716907.3 | 1126318   | 6013   |
| bv9           | 719384.4 | 1000166   | 0      |
| bv7           | 707538.3 | 1038255   | 5060   |
| bv6           | 704431.3 | 1014744   | 2942   |
| bv3           | 679056.4 | 927491.9  | 4193   |
| bv26          | 607403.2 | 1040711   | 2000   |
| bv25          | 607228.3 | 1000637   | 2400   |
| bv24          | 686704.9 | 1024833   | 2880   |
| bv23          | 685131.5 | 1008319   | 1820   |
| bv22          | 685095.5 | 999809.1  | 2016   |
| bv21          | 684800   | 989047.1  | 2657   |
| bv20          | 682757.4 | 979042.9  | 3334   |
| bv18          | 708790.7 | 1038500   | 5199   |
| bv17          | 706242.3 | 1028251   | 3570   |
| bv15          | 700386.3 | 1005251   | 3598   |
| bv14          | 697483.6 | 995751.1  | 4449   |
| bv13          | 694299.4 | 986004.6  | 3932   |
| bv12          | 692258.7 | 976501.8  | 4484   |
| bv11          | 687220   | 968261.9  | 4757   |

Tabla 2C.1 Puntos de control utilizados para obtener el mapa de Basamento.

Los valores Z son de profundidad, en metros. Los valores de Z negativos, representan valores por encima del nivel del mar donde aflora el basamento. Los puntos de control con prefijo bv, fueron obtenidos del informe de Carson (2006) y corroborados con las líneas sísmicas.

#### - Mapa de intensidad magnética total (TMI)

La integración de los valores de TMI requirió de un procedimiento previo conocido como *demeaning*, utilizado cuando se detecta que los valores están calibrados a dos datum diferentes. Una vez estandarizado el datum, se procedió a interpolar con los métodos de krigging y de mínima curvatura. El mejor modelamiento se obtuvo con krigging (tamaño de celda 5 km).

#### Los resultados

Una vez se tuvieron los tres mapas descritos, se procedió a hacer un modelamiento geofísico-geológico cuyos resultados se presentan en tres láminas anexas. La primer lámina contiene el modelamiento geofísico de la Cuenca Atrato, la segunda el de San Juan y la tercera los mapas de AGB, de Basamento gravimétrico y de TMI. El modelamiento se llevó a cabo mediante la realización de perfiles. Los perfiles cumplen con dos características: (1) son perpendiculares al eje de la cuenca y (2) una porción de ellos coincide con el trazo de alguna línea sísmica. Para cada perfil se presenta de arriba hacia abajo en la lámina: (a) topografía, (b) AGB, (c) TMI, (d) modelamiento inverso de la gravimetría y (e) sección restaurada de la línea sísmica por la cual pasa el perfil.

#### - Cuenca Atrato

Cuenca alargada con una tendencia N10W y asimétrica. Su flanco Occidental (W) presenta menores pendientes que las existentes en su flanco Oriental (E). Se bascula y se hace más amplia hacia el Sureste. Presenta profundidades máximas de 10 km. En el mapa de AGB está definida por tener los valores de anomalías más bajos y en el mapa de TMI presenta unas características relativamente homogéneas en la parte central de la Cuenca. Hacia los flancos de la Cuenca, los valores de TMI se hacen más irregulares, debido a la existencia de fallas y por el contacto con cuerpos de susceptibilidad magnética mayor.

#### - Cuenca San Juan

Esta cuenca está claramente separada de la Cuenca del Atrato como lo muestra el mapa de basamento. Presenta una geometría muy diferente a la Cuenca del Atrato. Limitada por el Sistema de Fallas San Juan al norte y el Sistema de Fallas de Garrapatas al sur. En el

mapa de TMI, tiene valores bajos y en el sector de costa afuera cercano al delta del Río San Juan, presenta una ligera anomalía generada por los sedimentos con susceptibilidad magnética que el río descarga al mar. La anomalía más fuerte en el TMI está justo al Noreste de la Cuenca y corresponde a un cuerpo máfico y ultramáfico que establece un control sobre la Cuenca estrangulándola en esta dirección.

#### - Arco de Baudó

El Arco de Baudó está muy bien delimitado en los tres mapas modelados. Con una geometría alargada, de tendencia norte sur, es el cuerpo que cierra al occidente la Cuenca del Atrato. El mapa de AGB reporta los valores más altos de toda la zona para este cuerpo, más altos incluso que los encontrados en la margen occidental de la Cordillera Occidental, la cual tiene un relieve mucho mayor. El mapa de TMI muestra un Arco de Baudó fracturado en diferentes direcciones, se destacan un grupo de fallas con tendencia Este-Oeste.

#### - Flanco Occidental de la Cordillera Occidental

Limita al este de la Cuenca San Juan, es un cuerpo muy bien diferenciado en los tres mapas generados. En este flanco, se destacan algunos cuerpos tales como el arco deformado de Dabeiba al norte de la zona, el cual divide la Cuenca del Atrato de la Cuenca de Urabá. En superficie está enmascarado por depósitos cuaternarios según el mapa geológico de Ingeominas (2005, esc. 1:100.000) pero es bastante clara la señal que produce tanto magnética como gravimétricamente.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Agradecemos la asesoría del Geofísico G.Y. Ojeda en el procesamiento de los datos aeromagneto-métricos y aerogravimétricos. Igualmente, agradecemos al Geofísico J. Cerón por facilitar el proceso de adquisición de datos.

### **2.C.2. Expresión estructural en superficie**

Las fallas y pliegues cartografiados en superficie son el resultado de escasas observaciones de campo, registradas en diferentes informes, así como producto de interpretaciones de fotografías aéreas, principalmente; toda esta información disponible se compiló a escala 1:500.000, se reinterpretó y corrigió mediante el estudio de un modelo de elevación digital e imágenes de radar para producir el Mapa Estructural de Superficie (Anexo 2.02) que acompaña este informe.

El control en subsuelo de estas estructuras se limita a la interpretación de la gravimetría y magnetometría. Las fallas cartografiadas en la interpretación sísmica aparentemente no llegan a afectar los estratos mas recientes, o estos últimos son tan espesos y activos, coetáneos con la misma deformación, que su expresión en superficie no se ha detectado con los métodos hasta hoy usados.

#### **- Cuenca Atrato**

La Cuenca Atrato está delimitada al occidente por la presencia de fallas que ponen en contacto el "Complejo de Baudó" con diferentes unidades sedimentarias; algunas de estas "fallas" o alineamientos podrían corresponder a contactos discordantes. La impresión general es que todo este sistema está constituido por una serie de fallas de crecimiento (growth-faults) de diferentes edades. La ausencia de datos de campo y de subsuelo impide caracterizar mejor el tipo de deformación que controla el flanco occidental de la Cuenca.

Es importante destacar la ocurrencia de ejes anticlinales que se desarrollan en este flanco occidental (W) y que de sur a norte, progresivamente cambian su orientación de suroccidente (SW) a noroccidente (NW), señalando así una rotación de esfuerzos coherente con la geometría del Arco Chocó-Panamá.

El límite oriental (E) de la Cuenca Atrato está dado por un sistema de fallas rectilíneas con orientación preferencial S-N, que pone en contacto parte de la secuencia sedimentaria con unidades ígneas del Arco Magmático de Mandé. La expresión en superficie de estas fallas puede inducir a interpretarlas como fallas normales o fallas inversas de alto ángulo. El patrón geométrico de este sistema así como su localización dentro del Arco, sugiere

también que éste es el medio de desplazamiento dextral (right lateral), en la historia mas reciente de deformación tectónica.

Hacia el norte la Cuenca Atrato continúa en Panamá con el nombre de Cuenca Chucunaque-Tuira. El límite sur de la Cuenca está constituido por el Alto Istmina-Condoto, que a su vez es el límite N-NE de la Cuenca San Juan. En superficie, la Cuenca San Juan no presenta estructuración importante, ya que más del 90% de su área está cubierta por sedimentos recientes; sin embargo, parecen existir anomalías geomorfológicas susceptibles de interpretación estructural; su identificación y cartografía deben ser objeto de estudios de detalle.

**- Zona deformada del Alto de Istmina-Condoto. (Anexo 2.03)**

Dada la importancia que reviste el conocimiento geo-histórico del Alto Istmina-Condoto para la evaluación de las Cuencas Atrato y San Juan, se compiló y revisó toda la información cartográfica de esta región, en escala 1:100.000. A pesar de que esta cartografía aún deja mucho que desear en cuanto a su calidad y cubrimiento, es claro que desde ya se identifican rasgos estratigráficos y estructurales significativos:

a – Todas las unidades litoestratigráficas cartografiadas presentan contactos discordantes, responsables de notorios cambios de espesor (por erosión o no-depositación).

b – Los ambientes de sedimentación acusan gran inestabilidad tectónica desde finales (?) del Eoceno hasta hoy, con pulsos muy marcados en el Oligoceno y el Mioceno. La materia orgánica acumulada en estos depósitos es hoy aún inmadura, lo que sugiere que parte de ésta nunca llegó a profundidades de enterramiento significativas.

c – La estructura misma del Alto Istmina-Condoto es un ensamble de fallas con dirección SW-NE y de diversos estilos: inversas (?cabalgamientos), normales y de rumbo. El conjunto todo, crea una amplia zona de deformación en la que se asocian rocas sedimentarias y rocas ígneas, de las que cabe destacar rocas ultramáficas (Rocas Ultramáficas del Alto Condoto), provenientes del manto.

d – Los caracteres estratigráficos, estructurales y petrológicos que califican el Alto Istmina-Condoto lo identifican como una extensa “shear zone”, transcurrente con desplazamiento dextral (right lateral). Este movimiento se propaga tanto dentro del arco magmático de Mandé, como en el sistema de fallas que constituyen el flanco oriental de la Cuenca Atrato.

**- El delta actual del Río San Juan como modelo geológico de la Cuenca Cenozoica San Juan (Anexo 2.13)**

El área aproximada del actual delta del Río San Juan es un sector rectangular definido entre las latitudes 4° 20´ N y 3° 40´ N y las longitudes 77° 20´ W y 77° 40´ W, centro-sur de la Costa Pacífica de Colombia. Tiene una superficie de aproximadamente 2000 Km<sup>2</sup> que incluye la plataforma y el talud continentales entre el prodelta actual del San Juan y el extremo meridional del Golfo de Tortugas.

Las profundidades máximas del área son del orden de los 1000 m y se alcanzan a distancias entre los 15 Km y 50 Km de las líneas de costa actual (delta del San Juan y del Golfo de Tortugas, respectivamente). El ensanchamiento progresivo de la plataforma y talud continentales hacia el sur de Cabo Corrientes y el extenso lóbulo submarino del San Juan (definido hasta los 1000 m de profundidad) confirman la presencia de un prisma de acreción resultante de la consolidación de sedimentos depositados muy probablemente en sistemas deltaicos y transicionales, con altos aportes y controles tectónicos importantes.

Evidencias preliminares sobre la presencia de cañones submarinos en la zona sugieren, además, eventos de sedimentación turbidítica en el desarrollo y modelado del prisma. La información geofísica disponible para los sectores del Golfo de Tortugas y Bahía Málaga identifica la presencia de estructuras diapíricas mayores y anomalías estructurales (“altos estructurales”) que aún no han sido caracterizadas (ver Anexo 2.03).

La evolución Plio-Cuaternaria del área provee un muy buen ejemplo o modelo de ambientes de depósitos marinos y transicionales con condiciones capaces de acumular abundante materia orgánica, modelo propicio y adecuado para interpretar los depósitos Paleógenos y Neógenos de la Cuenca San Juan. En el norte del área, el Río San Juan ha desarrollado un

delta Holoceno de aproximadamente 800 Km<sup>2</sup>, con suficiente espacio de acomodación para grandes volúmenes de pantanos de agua dulce y pantanos intermareales salobres, todos con proporciones mayores de materia orgánica proveniente tanto de una extensa área con cobertura vegetal exuberante (bosques húmedos y manglares) desarrollada bajo temperaturas tropicales de 27° C y precipitaciones anuales de 10 mm. como de la depositación deltaica en la franja costera del sector sur del área (Buenaventura-Golfo de Tortugas), más extensa aún; los espacios de acomodación para sedimentos en toda el área son aumentados frecuentemente por eventos de subsidencia cosísmica relacionados con la ocurrencia de terremotos de grandes magnitudes.

El rango mareal de 4 m y las fuertes corrientes litorales en la zona posibilitan la formación de cuerpos de dimensiones kilométricas de arenas finas a medias, representados principalmente por barras longitudinales fluvio-mareales, extensos tidal-flats y al menos cuatro secuencias de conjuntos de playas e islas barreras que marcan los sucesivos eventos de acreción deltaica. Con caudales medios en el orden de los 6000 m<sup>3</sup>/seg, sólo el Río San Juan aporta al área alrededor de  $16 \times 10^6$  ton/año de sedimentos en suspensión que se distribuyen y depositan en su prodelta actual y contribuyen también a la definición de la extensa plataforma somera que caracteriza el sector del Golfo de Tortugas, receptor de importantes cantidades de lodos orgánicos provenientes en la actualidad de las cuencas de los ríos Raposo, Dagua y Anchicayá. La cobertura de sedimentos superficiales en este sector es variada e incluye lodos, parches arenosos y aún sedimentos lodosos calcáreos.

Así, el conocimiento geológico de este delta actual (Correa y Restrepo, 1992; Restrepo et. al., 2002) y una primera aproximación al mejor entendimiento de la evolución de la Cuenca San Juan – según su estratigrafía y facies sedimentaria - permite postular con argumentos suficientemente sólidos, que esta última ha sido durante el Cenozoico, receptora de sedimentos arenosos, lodosos y calcáreos provenientes principalmente del N-NE, dentro de un ambiente deltaico que prograda hacia el SW, bajo controles tectónicos persistentes.

A la luz del conocimiento disponible hoy, la Cuenca San Juan se entiende mejor dentro de un modelo deltaico Cenozoico, lo que por simple analogía la convierte en una meta exploratoria. No sólo existen las condiciones propias de un ambiente deltaico para la



generación de hidrocarburos sino que también está documentada la ocurrencia de grandes diapiros de lodos que podrían generar las trampas estratigráficas y estructurales, hoy conocidas en estos ambientes como “plays”, prospectos y estructuras productoras, tanto costa adentro como costa afuera.

### **2.C.3. Secciones estructurales** (Anexos 2.11 y 2.12)

Para la elaboración de secciones del presente trabajo se utilizó la interpretación de las líneas sísmicas SJ-81-1200, SJ-81-2600, SJ-81-2200, QA-81-10 y QA-81-04, según el Seismic Atlas of Colombia (Cediel, et al. 1998 - Ver localización en el Anexo 1.01). Los reflectores mapeados corresponden a inconformidades a las que se les han asignado edades deducidas del análisis estratigráfico regional, así:

Reflector 10 = Sub-Oligoceno

Reflector 11 = Sub-Mioceno Inferior

Reflector 14 = Sub-Mioceno Superior

Reflector 16 = Sub-Plioceno

La construcción de secciones estructurales balanceadas fue desarrollada y es aplicada para la interpretación de complejos de fallamiento y plegamiento, tanto en cinturones de cabalgamiento como en ambientes distensivos o trascurrentes (Mitra & Namson, 1991). Los conceptos estructurales aplicados en la interpretación de pliegues y fallas varían dependiendo de la disponibilidad de nuevos y mejores datos, al igual que del entendimiento de la geometría y mecanismos de plegamiento.

El método de “Kink” de construcción de pliegues, el cual se caracteriza por la utilización de bisagras o charnelas que bisectan segmentos de buzamiento constante (Mitra & Namson, 1991) fue el escogido para la elaboración de las secciones estructurales, teniendo en cuenta que utilizando criterios conjuntos de construcción de dominios de buzamiento (“Kink – Bands”) con una correcta interpretación de los elementos estructurales obtenidos a partir de la información sísmica, es posible predecir la posición aproximada de estructuras en profundidad. Es de tener en cuenta que la posición de horizontes y fallas resultantes de la conversión de la información sísmica en tiempo a profundidad fue respetada y sólo fueron

necesarios algunos ajustes geométricos con el fin de obtener las secciones en estado balanceado.

La elaboración de las secciones se llevó a cabo manualmente teniendo en cuenta las teorías desarrolladas para la construcción de pliegues por flexión de falla ("fault – bend folds", Suppe, 1983, en Mitra & Namson, 1991), pliegues por flexión de falla cizallados (Suppe, Connors & Zhang, 2004) y pliegues por propagación de falla ("fault – propagation fold", Suppe, 1985, en Mitra & Namson, 1991), como guía para el análisis de diferentes ambientes tectónicos y construcción de secciones estructurales balanceadas. Para este caso en particular, las secciones presentan fallas de alto ángulo, algunas con movimiento inverso (SJ-81-2600, SJ-81-2200) y otras con movimiento normal (SJ-81-1200) en vista 2D, además, las capas son desplazadas a lo largo de los planos de falla sin generar ningún pliegue asociado; esto sugiere un régimen tectónico regional transcurrente, lo cual se discute más adelante.

#### Restauración de las secciones estructurales

El concepto de sección balanceada involucra la construcción de secciones en estado deformado y restaurado el mismo tiempo y la utilización de reglas relacionadas con secuencias y geometrías de fallamiento (McClay, 1997).

En definición, según McClay (1997) una sección balanceada es una sección en estado deformado que es admisible y viable a la vez, es decir, que representa estructuras admisibles (que reflejan una geometría y estilo estructural realista de pliegues y fallas) y que pueden ser restauradas de tal manera que la longitud y por tanto el área de las capas, es conservada y la geometría de las fallas es posible.

Una sección restaurada es aquella que ha sido llevada a su geometría pre-deformación, de modo que sus pliegues han sido "estirados" y los desplazamientos de las fallas suprimidos (McClay, 1997). En las secciones del presente trabajo, esto se logró mediante la aplicación de técnicas de restauración progresiva, por medio de la utilización de vectores de restauración ("inclined–shear restoration vectors") paralelos a las bisectrices y ejes axiales

de los pliegues, horizontalizando la sección homogéneamente y conservando el área de las capas (Novoa, Suppe & Show, 2000).

- Líneas QA-81-10 y QA-81-04

Las secciones QA-81-10 (Figura 2.C.3.1) y QA-81-04 (Figura 2.C.3.2) se caracterizan por conformar un monoclinal que parece corresponder al flanco oriental de una cuenca que se profundiza hacia el occidente, con fallas que únicamente afectan la secuencia más inferior hasta el reflector 10. Un factor apreciable en la restauración progresiva es la sucesiva inclinación de las discordancias hacia el occidente a medida que ocurre la acumulación de los sedimentos, ya que al observar el reflector 11 horizontalizado, el reflector 10 conforma un fondo de acumulación irregular y deformado, inclinado ya para ese tiempo hacia el occidente. Dicha inclinación aumenta notablemente según se observa con la horizontalización del reflector 14 y mucho más en el estado de deformación actual.

Teniendo en cuenta el trazo de las fallas en las dos secciones, éstas parecen haber sido activas sincrónicas o previas a la secuencia suprayacida por el reflector 11 o también solo pueden haberse propagado hasta dicho reflector.

Si bien para la horizontalización del reflector 11 se observa un claro basculamiento de la Cuenca hacia el occidente cabe anotar que este basculamiento aumenta progresivamente con la acumulación de la secuencia 14.

Cronología:

El fallamiento pudo haber ocurrido:

Sincrónico o previo a la secuencia suprayacida por el reflector 11 o posterior a la acumulación de las secuencias 11 y 14, pero estas fallas solo se propagaron y afectaron al reflector 10.

- Línea SJ-81-2600 (Figura 2.C.3.3)

Constituye un monoclinal con buzamiento al oriente (E), conformando lo que sería el flanco occidental de la cuenca. La inconformidad más superior interpretada, reflector 16, está en posición casi horizontal y no es cortada por fallas. Las dos fallas presentes en esta sección son inversas, de alto ángulo, bajo salto y vergencia occidental, siendo la oriental (Falla D) la que presenta movimiento más reciente, dado que corta estratos más superiores (reflectores 10, 11 y 14) que la Falla C (desplaza los solamente los reflectores 10 y 11).

En esta sección, los espesores de las unidades subyacentes a los reflectores 11 y 14 varían a un lado y otro de los planos de falla, haciéndose mayores hacia el este, lo cual indica que las dos fallas tuvieron actividad durante la acumulación de dichas unidades y que los cambios de espesor se deben a control tectónico sin sedimentario.

La inconformidad 16 no está afectada por ninguna de las fallas, indicando entonces que no hubo movimiento de ellas en el momento de la acumulación de los estratos suprayacentes a dicha inconformidad ni posteriormente.

A pesar que el fondo de acumulación de la secuencia suprayacida por la inconformidad 11 ya se encontraba basculado hacia el este, cabe anotar que este basculamiento aumentó de manera gradual durante la acumulación de las secuencias de las inconformidades 11 y 14. El movimiento de las fallas es sincrónico con la acumulación de las secuencias 14 y 11. De acuerdo con lo anterior, tanto el basculamiento como el fallamiento ocurrieron concomitantes a la acumulación de las secuencias 11 y 14, y fueron interrumpidos durante la acumulación de la unidad suprayacida por la inconformidad 16 la cual no se encuentra plegada ni fallada

- Línea SJ-81-2200 (Figura 2.C.3.4)

Esta línea se localiza en el centro de la Cuenca, muestra una estructura sinclinal generada por la forma de la Cuenca más no por fallamiento. En su flanco occidental existen fallas inversas de alto ángulo, bajo salto y vergencia occidental, que afectan las unidades más inferiores (inconformidades 10 y 11). Dichas fallas no generan ningún pliegue asociado a ellas, simplemente se observa desplazamiento de los estratos a lo largo de su plano. Es

notable el cambio de espesor de la unidad subyacente a la inconformidad 11 entre los bloques colgante y yacente de las fallas, principalmente de la Falla A, siendo entonces un indicio de haber presentado actividad y control tectónico durante la acumulación de la mencionada unidad. Además, las dos fallas parecen haberse desarrollado al mismo tiempo, previa o sincrónicamente con la acumulación de la unidad subyacente a la inconformidad 14, aunque sus planos no alcanzan a desplazar dicho reflector. La geometría de las fallas se ve afectada por los eventos de plegamiento posteriores que actuaron sobre las unidades de las inconformidades 16 y 14. Un evento que es común a la acumulación de toda la secuencia es la subsidencia de la Cuenca, que genera mayores espesores en la parte central.

- SJ-81-1200 (Figura 2.C.3.5)

Al igual que la línea SJ-81-2200, corresponde a una estructura sinclinal, localizada en el centro de la Cuenca, afectada cerca de su eje por fallamiento normal en este caso. La disposición de las fallas es de tipo flor negativa, de alto ángulo y bajo salto, indicando la existencia de un mecanismo con componente transcurrente. Las Fallas E y F atraviesan todas las inconformidades interpretadas en la línea sísmica.

El Basamento (inconformidad 10) está afectado por fallamiento normal el cual determina la geometría de la Cuenca y por consiguiente, la acumulación de los reflectores suprayacentes; sin embargo, no genera desplazamientos en esas unidades.

Las fallas que afectan a la inconformidad 10 son posteriores a la edad de esta inconformidad y parecen haberse desarrollado sincrónicas a la acumulación de la unidad suprayacida por la inconformidad 11. Las fallas en flor parecen tener movimiento posterior a la inconformidad 16 y por ello desplazan toda la secuencia y generan un basculamiento general de la cuenca hacia el centro.

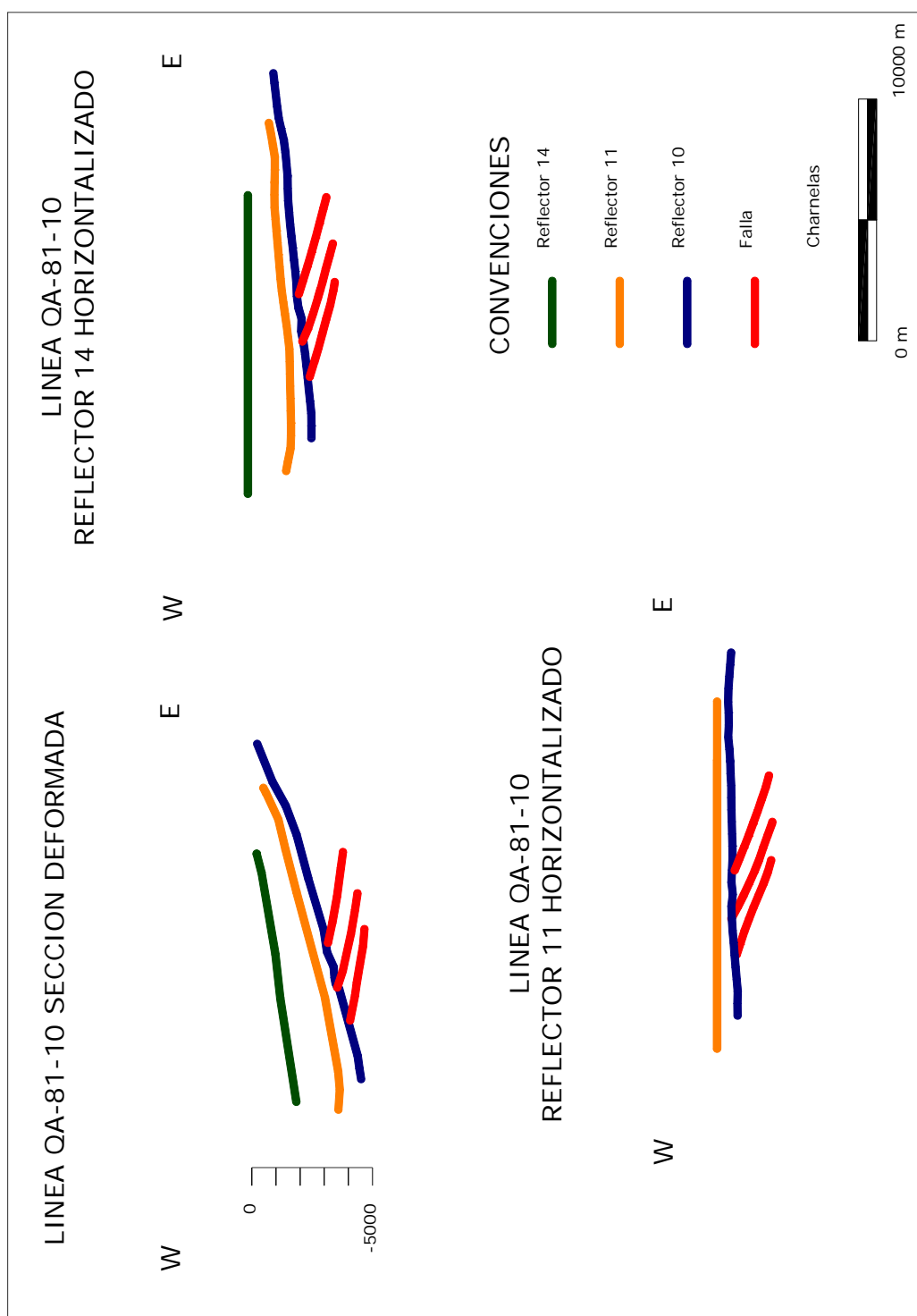


Figura 2.C.3.1. QA-81-10

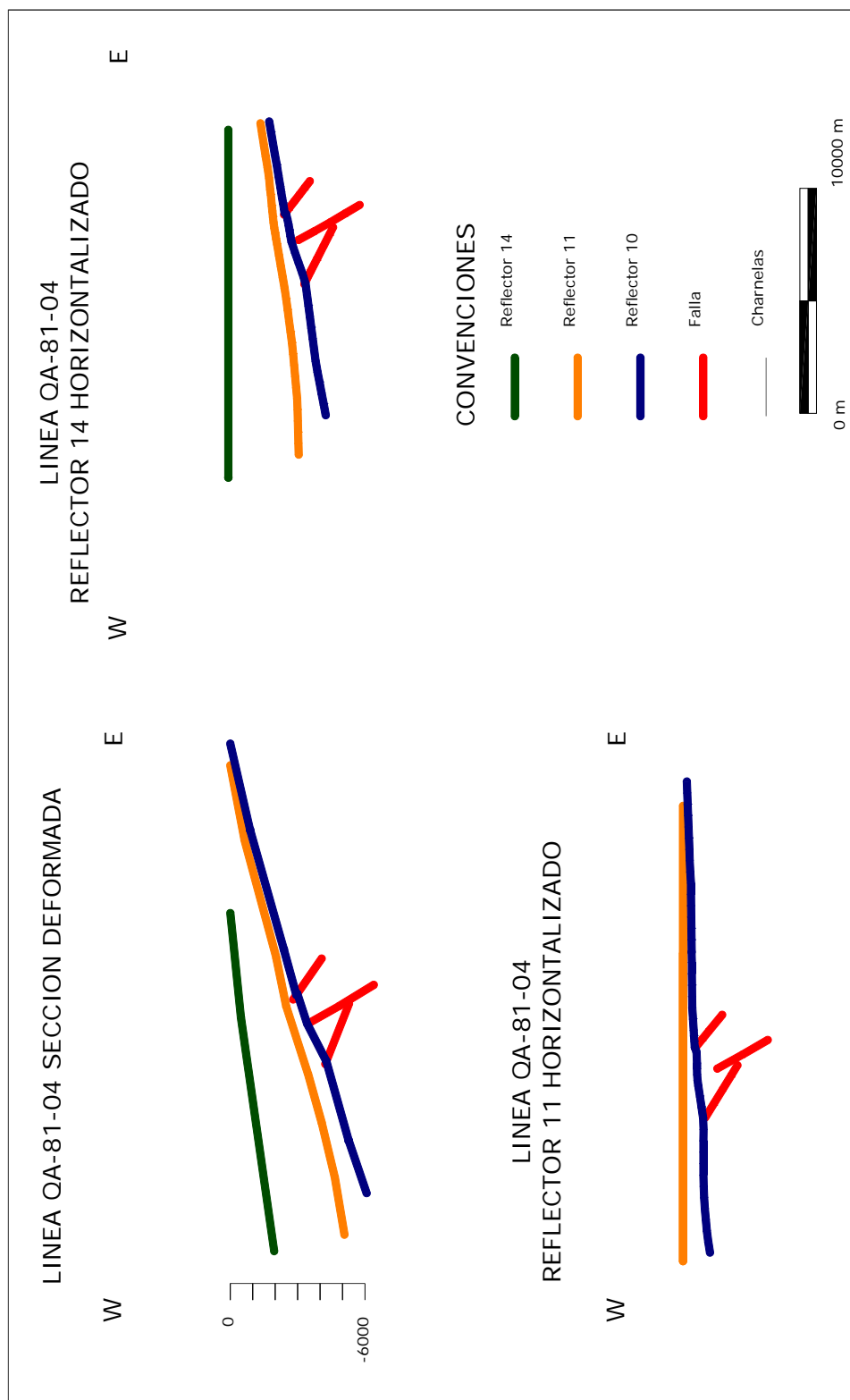


Figura 2C.3.2. QA-81-04

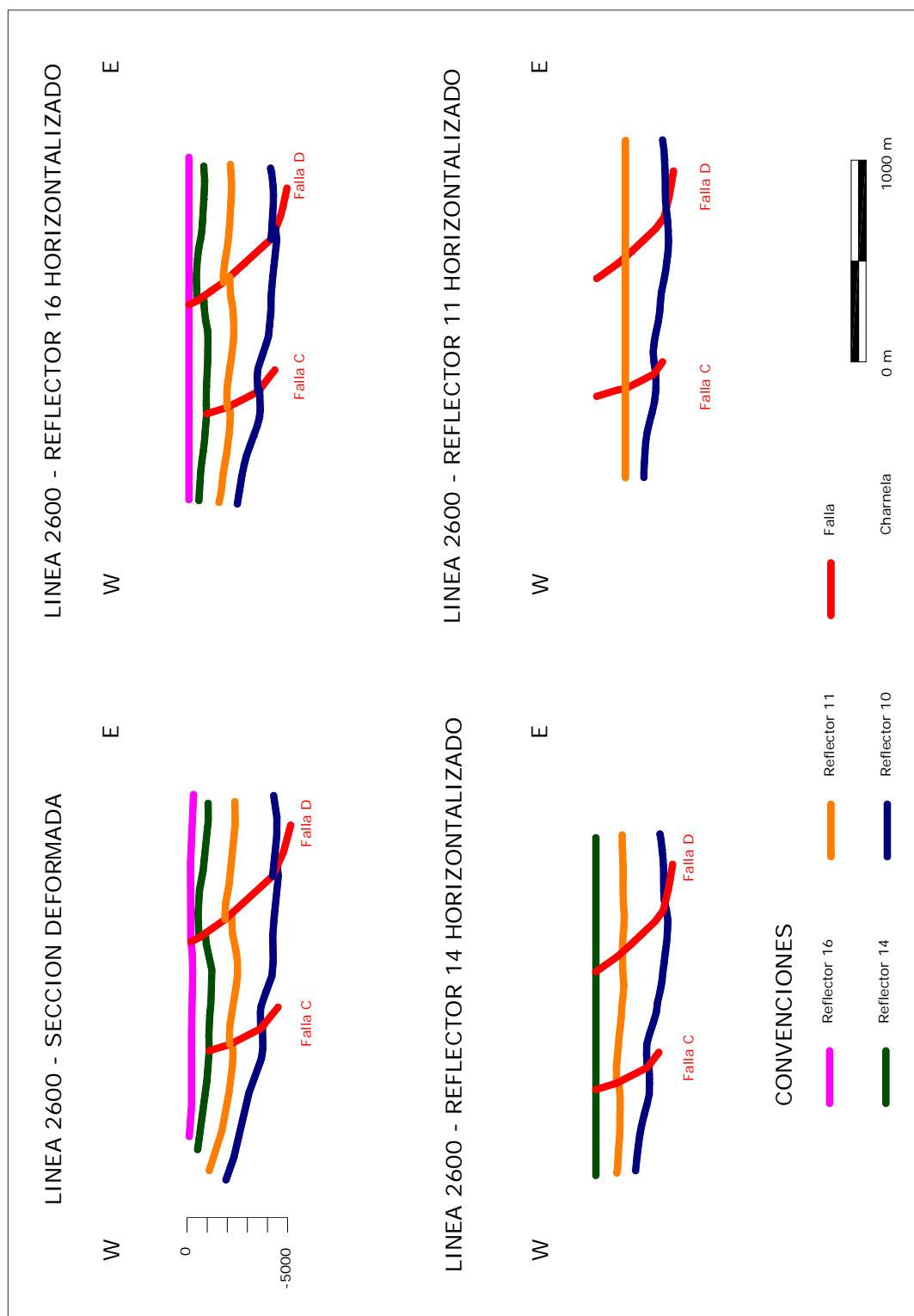


Figura 2C.3.3. SJ-81-2600



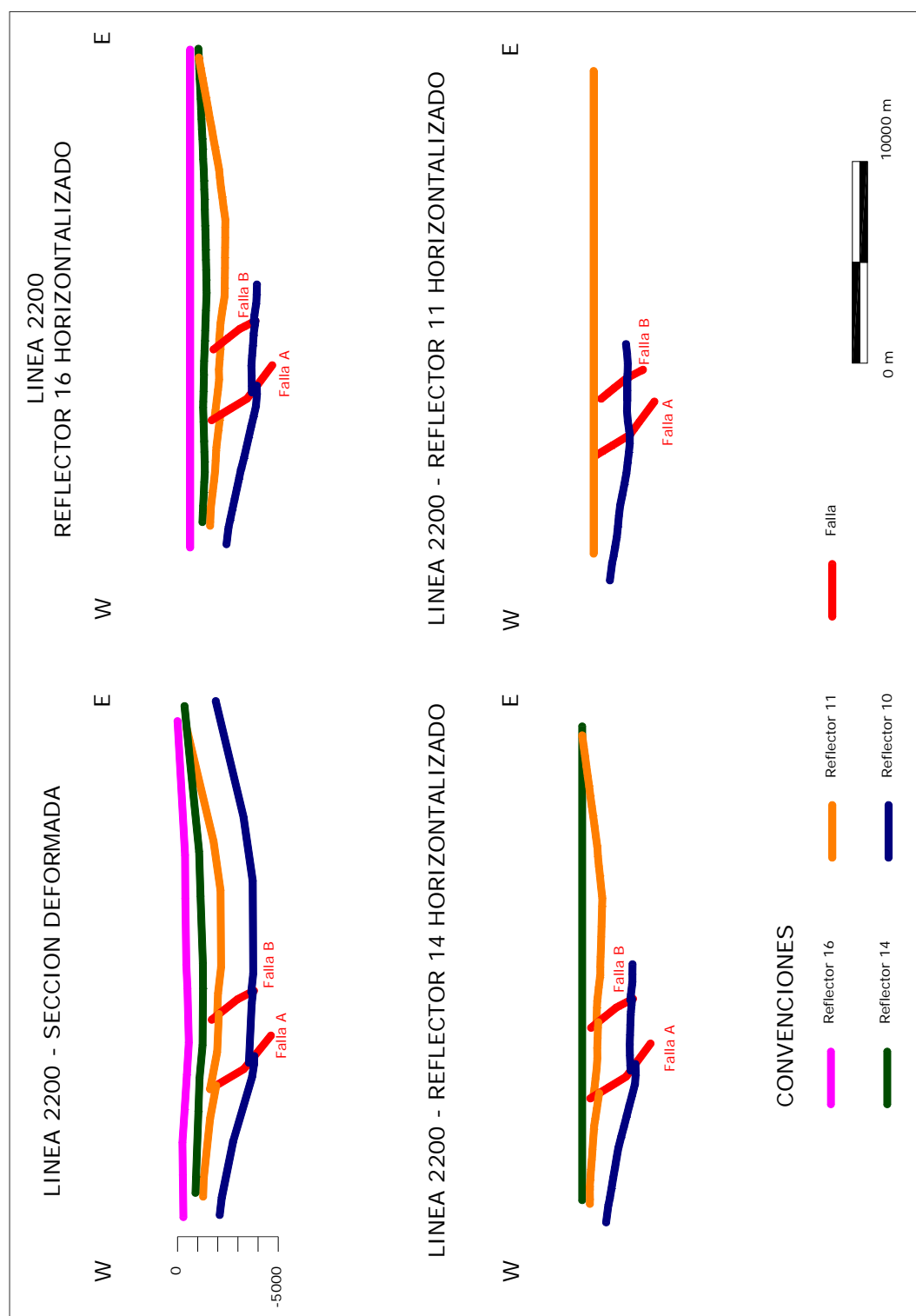


Figura 2C.3.4. SJ-81-2200

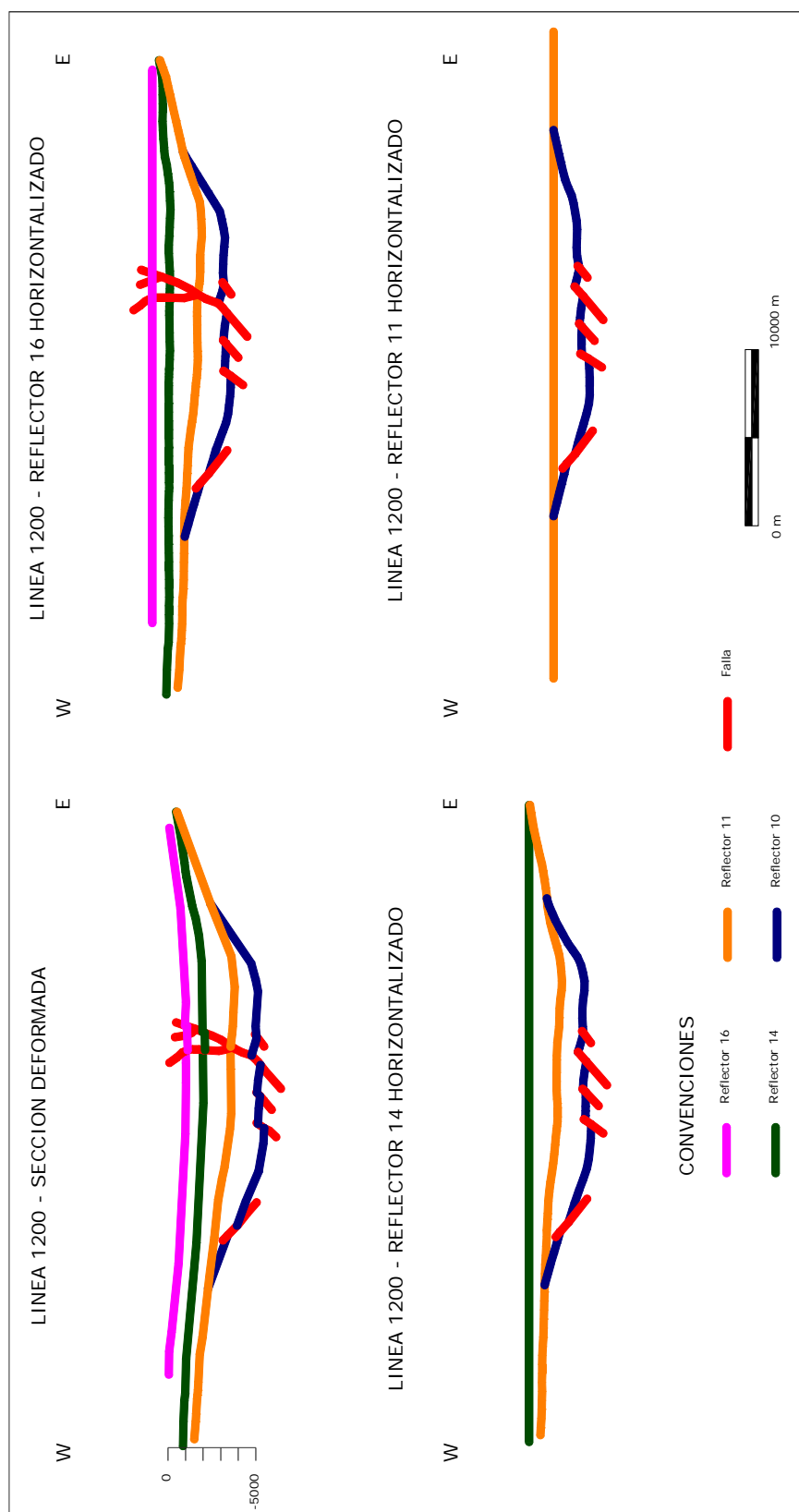


Figura 2C.3.5. SJ-81-1200

## Conclusiones

La conjugación de los ángulos altos de falla, bajos saltos, ausencia de pliegues asociados a las fallas y la presencia simultánea de fallas inversas y normales, además de la disposición en flor negativa de las fallas en la línea SJ-81-1200 (Figura 2.C.3.5), permiten concluir un régimen tectónico regional dominado por movimientos transcurrentes.

Hacia el flanco oriental, las fallas presentes en las líneas QA-81-10 (Figura 2.C.3.1) y QA-81-04 (Figura 2.C.3.2) únicamente afectan el reflector 10. Sin embargo, se destaca que a medida que ocurre la acumulación de sedimentos, la cuenca se bascula hacia el oeste. Esto se puede ver a partir de la restauración progresiva, la cual muestra un reflector 10 cada vez más inclinado desde la horizontalización del reflector 11 hasta el estado deformado actual.

El flanco occidental que se observa en la línea SJ-81-2600 (Figura 2.C.3.3) muestra una inclinación menor que el oriental, con fallas inversas vergentes al occidente las cuales en su momento controlaron la acumulación de las unidades subyacentes a los reflectores 11 y 14.

Las fallas normales que se encuentran en la línea SJ-81-1200 (Figura 2.C.3.5) afectan desde el basamento hasta el reflector 16 y algunos estratos suprayacentes a éste. Por otra parte, las fallas inversas en las líneas SJ-81-2200 (Figura 2.C.3.4) y SJ-81-2600 (Figura 2.C.3.3) afectan los reflectores 10, 11 y 14, sin llegar a cortar el reflector 16, señalando entonces una temporalidad más reciente del fallamiento normal con respecto al inverso, sin olvidar el dominio del régimen transcurrente en todo momento.

### **3. INTERPRETACIÓN GEOFÍSICA**

#### **3.A. Evaluación petrofísica**

##### **Introducción**

Este estudio consiste en la evaluación petrofísica de la secuencia sedimentaria atravesada por cinco (5) de los pozos perforados en la Cuenca Sedimentaria de Chocó, Colombia.

Se caracterizaron las principales unidades litológicas diferenciadas como son Sierra, Napipí, Uva, Salaquí y Clavo.

##### **3.A.1. Objetivos**

Realizar el análisis petrofísico en cinco (5) pozos perforados en la Cuenca Sedimentaria de Chocó, Colombia, con el propósito de determinar volumen de arcilla, litología, porosidad y saturación de fluidos en los diferentes potenciales reservorios.

Obtener una colección consistente de resultados para los pozos evaluados y resúmenes de propiedades petrofísicas. Presentar datos estandarizados y validados de curvas originales y cálculos petrofísicos que permitan hacer una evaluación más precisa del potencial como posible acumulador de hidrocarburos de la secuencia litológica perforada.

##### **3.A.2. Información disponible y control de calidad de los datos**

Para esta evaluación se contó con la información disponible de los cinco pozos, consistente en archivos de registros de pozo en formato LAS, imágenes gráficas de algunos de los registros de campo y diferentes reportes de pozo.

Los cinco pozos fueron perforados por diferentes compañías operadoras entre 1953 y 1983. En la Tabla 3.1 se relacionan los datos básicos de pozo y los registros disponibles para la evaluación de cada uno de éstos.

**INVENTARIO DE CURVAS**

| Pozo               | Intervalo<br>(pies) | Curvas |    |     |    |    |     |      |    |      |      |      |      |
|--------------------|---------------------|--------|----|-----|----|----|-----|------|----|------|------|------|------|
|                    |                     | GR     | SP | ILD | LN | SN | LAT | SFLA | DT | NPHI | RHOB | MNOR | MINV |
| Buchadó-1<br>1953  | 15 - 3510           |        | X  |     | X  | X  | X   |      |    |      |      |      |      |
|                    | 3510 - 7350         |        | X  |     | X  | X  | X   |      |    |      |      | X    | X    |
|                    | 7350 - 9700         |        | X  |     | X  | X  | X   |      |    |      |      |      |      |
|                    | 9700 - 9850         |        | X  |     | X  | X  | X   |      |    |      |      | X    | X    |
|                    | 9850 - 10700        |        | X  |     | X  | X  | X   |      |    |      |      |      |      |
|                    | 10700 - 12585       |        | X  |     | X  | X  | X   |      |    |      |      | X    | X    |
|                    | 12585 - 13040       |        | X  |     | X  | X  | X   |      |    |      |      |      |      |
|                    | 13040 - 13250       |        | X  |     | X  | X  | X   |      |    |      |      | X    | X    |
|                    | 14600 - 14520       |        | X  |     | X  | X  | X   |      |    |      |      |      |      |
|                    | 14520 - 15492       |        | X  |     | X  | X  | X   |      |    |      |      | X    | X    |
| Urodó-1<br>1973    | 60 - 995            |        | X  | X   |    | X  |     |      |    |      |      |      |      |
|                    | 1008 - 3490         |        | X  | X   |    | X  |     |      | X  |      |      |      |      |
|                    | 3510 - 9430         | X      | X  | X   |    | X  |     |      | X  |      |      |      |      |
|                    | 9525 - 11995        |        | X  | X   |    | X  |     |      | X  |      |      |      |      |
|                    | 12030 - 15000       |        | X  | X   |    | X  |     |      |    |      |      |      |      |
| Opogadó-1<br>1974  | 100 - 990           |        | X  | X   |    | X  |     |      |    |      |      |      |      |
|                    | 1015 - 3640         | X      |    |     |    |    |     |      |    | X    |      |      |      |
|                    | 3680 - 5050         | X      | X  | X   |    | X  |     |      | X  |      |      |      |      |
|                    | 5200 - 7700         |        | X  | X   |    | X  |     |      |    |      |      |      |      |
|                    | 7700 - 10020        | X      | X  | X   |    | X  |     |      | X  |      |      |      |      |
|                    | 10020 - 10515       |        | X  | X   |    | X  |     |      |    |      |      |      |      |
|                    | 10515 - 11358       | X      | X  | X   |    | X  |     |      | X  |      |      |      |      |
| Pacurita-1<br>1981 | 40 - 1220           |        | X  | X   |    |    |     | X    |    |      |      |      |      |
|                    | 1220 - 4000         |        | X  | X   |    |    |     | X    | X  |      |      |      |      |
|                    | 4000 - 6790         | X      | X  | X   |    |    |     | X    | X  | X    | X    |      |      |
|                    | 6800 - 9445         | X      | X  | X   |    |    |     | X    | X  | X    | X    | X    | X    |
| Nécora-1<br>1983   | 60 - 640            |        | X  | X   |    |    |     | X    |    |      |      |      |      |
|                    | 690 - 2370          |        | X  | X   |    |    |     | X    |    |      |      |      |      |
|                    | 2460 - 6300         | X      | X  | X   |    |    |     | X    | X  | X    | X    | X    | X    |
|                    | 6300 - 6380         |        | X  | X   |    |    |     | X    | X  |      |      | X    | X    |
|                    | 6380 - 6470         | X      | X  | X   |    |    |     | X    | X  | X    | X    | X    | X    |

Tabla 3A.1. Inventario de curvas pozos Cuenca Chocó.

Se encontraron todas las curvas en profundidad y no fue necesario realizar correcciones ambientales a las curvas. La porosidad de neutrón (NPHI) fue adquirida en matriz arenisca (2.65 gr/cc).

La frecuencia de muestreo de los archivos LAS disponibles para la evaluación de todos los pozos es de dos (2) datos por pie.

### 3.A.2.1 Datos de núcleos

No se cuenta con datos de núcleos convencionales de pozo para poder realizar calibración núcleo-roca, por lo cual la evaluación está basada en las respuestas típicas de registros en hueco abierto.

### 3.A.3. Determinación de volumen de arcilla

Debido a la ausencia de registros de GR (Gamma Ray) en la mayoría de los intervalos se utilizó el método de “promedio de volumen de arcilla” (VCLAV) el cual consiste en un promedio aritmético de los cálculos de volumen de arcilla obtenidos con base en las curvas GR, SP y Resistividad (VclGR, VclSP y VclR).

En el caso del registro GR, éste se usó para generar una curva normalizada de rayos gamma con una relación lineal dada por la siguiente ecuación básica:

$$VclGR (\text{volumen de arcilla}) = (GR_{\text{registro}} - GR_{\text{arenisca}}) / (GR_{\text{arcilla}} - GR_{\text{arenisca}})$$

Para la curva SP se utilizó el siguiente método lineal:

$$VclSP (\text{volumen de arcilla}) = (SP_{\log} - SP_{\text{limpio}}) / (SP_{\text{arcilla}} - SP_{\text{limpio}})$$

En el caso de los registros de resistividad el indicador de arcillosidad se obtuvo de la siguiente manera:

$$Z = \frac{R_{\text{arcilla}}}{R_t} + \frac{(R_{\text{limpia}} - R_t)}{(R_{\text{limpio}} - R_{\text{arcilla}})}$$

Para  $R_t$  mayor que  $2 * R_{\text{arcilla}}$  se tiene que:

$$VclR (\text{volumen de arcilla}) = 0.5 * (2 * Z)^{0.67 * (Z + 1)}$$

para los demás casos  $VclR = Z$

La curva SP fue corregida por deriva utilizando una “línea base de arcilla” con el valor cero (0). La curva obtenida (SP\_shift) indica la presencia de roca permeable en los casos que

existe suficiente contraste de salinidad entre el filtrado de lodo y el agua de formación. El VclSP generalmente indica una mayor cantidad de roca reservorio que el VclGR.

En general  $V_{clSP} > V_{clGR} > V_{clR}$ , pero la curva VclGR corresponde aproximadamente a VclAV, de esta manera al utilizar esta última curva, se obtiene un adecuado indicador de arcillosidad.

#### **3.A.4. Porosidad**

En el caso de los pozos Nécora-1 y Pacurita-1, se estimó la porosidad utilizando el Cross Plot de densidad (RHOB) y neutrón (NPHI), con una densidad de grano de 2.65 gr/cc y una densidad de fluido de 0.8 gr/cc (pozo perforado con lodo base agua). Valores para la densidad de la arcilla húmeda de 2.67-2.70 gr/cc y 2.80 gr/cc de densidad de la arcilla seca, valor de neutrón para arcilla húmeda 0.53-0.57.

Cuando no se contó con los registros de densidad (RHOB) y neutrón (NPHI), la porosidad total fue obtenida a partir del registro sísmico utilizando la fórmula de Willye.

$$PHIT = \Phi S = \frac{DT - Dtma}{Dtf - DTma}$$

Se estableció un límite máximo de porosidad de 30% y un tiempo de tránsito para la matriz de 55.5 ms/pie. Tiempo de tránsito para el fluido (agua) de 189 ms/pie y un factor de compactación de 1.

En el caso de los pozos Opogadó-1 y Buchadó-1 en los cuales no se tienen curvas para calcular porosidad, se utilizaron las relaciones empíricas de Faust<sup>2</sup>, las cuales consisten en correlaciones petrofísicas entre la velocidad (tiempo de tránsito) y la resistividad y a su vez entre la resistividad y la porosidad.

$$SVEL\_Faust \text{ (ft/seg)} = 1948 * (Res)^{0.167} * (Profundidad)^{0.167}$$

---

<sup>2</sup> Faust, "A velocity function including lithologic variation": Geophysics, v. 18, pp. 271-297, 1953

$$DT\_Faust \text{ (mseg)} = 1,000,000 / SVEL\_Faust$$

Para las unidades evaluadas, la porosidad total se estimó utilizando la curva DT\_Faust (pseudo sónico), dentro de la ecuación de tiempo promedio de Wyllie la cual se presenta a continuación:

$$\Phi = \frac{Dt - Dtma - Vcl * (Dtcl - Dtma)}{(Dtfl * Sxo + Dthy * (1 - Sxo) - Dtma) * Cp}$$

Donde:

- $Dt$  = Curva del sónico (DT\_Faust)
- $Dtma$  = Valor de matriz para el sónico (55.5 mseg/pie)
- $Dtcl$  = Valor de sónico para arcilla (98 mseg/pie)
- $Dtfl$  = Valor de sónico para el filtrado (189 mseg/pie)
- $Dthy$  = Valor de sónico para el hidrocarburo (220 mseg/pie)
- $Vcl$  = Volumen de arcilla (VCLRes)
- $Sxo$  = Saturación de agua de la zona lavada (0.8 – 1.0)
- $Cp$  = Factor de compactación (1,0)

La porosidad efectiva (PHIE) se obtuvo de corregir el valor de porosidad total aparente (PHIT) por el volumen de arcilla (VclAV).

### **3.A.5. Saturación de agua**

#### **3.A.5.1. Temperatura de formación**

La temperatura calculada corresponde a un gradiente lineal obtenido a partir de la temperatura máxima registrada en el fondo del pozo y la temperatura medida en superficie para el momento de la adquisición de los registros (80° F).

#### **3.A.5.2. Salinidad y $R_w$ (Resistividad de agua de formación)**

Los valores de Resistividad de agua de formación ( $R_w$ ) se obtuvieron utilizando el método de Pickett crossplot, donde para una zona establecida en agua (water bearing zone) se graficó la relación de porosidad total (PHIT) versus resistividad verdadera (RT) y el Índice de volumen de arcilla (VCLAV) en el eje Z.



Se obtuvieron diferentes  $R_w$  para cada uno de los pozos y no fue posible diferenciarlos para cada una de las unidades perforadas debido a la baja calidad de la información de los pozos. Los valores obtenidos de  $R_w$  y su correspondiente salinidad a temperatura de referencia (60 F°) se presentan a continuación:

| Pozo       | $R_w$<br>(ohm-m) | Salinidad<br>[NaCl]<br>(ppm) | Salinidad<br>[Cl-] (ppm) |
|------------|------------------|------------------------------|--------------------------|
| Nécora-1   | 0.045 @ 60 F°    | 102,115                      | 62,075                   |
| Pacurita-1 | 0.320 @ 60 F°    | 18,170                       | 11,045                   |
| Opogadó-1  | 0.650 @ 60 F°    | 9,740                        | 5,920                    |
| Urodó-1    | 0.750 @ 60 F°    | 8,585                        | 5,220                    |
| Buchadó-1  | 0.620 @ 60 F°    | 10,150                       | 6,170                    |

Con los valores anteriormente mostrados de  $R_w$  se realizó la evaluación de saturación de agua para cada uno de los pozos.

### 3.A.5.3. Cálculo de saturación de agua

Para los cálculos de saturación de agua se empleó el método modificado de Simandoux con el fin de corregir el carácter arcilloso de las unidades litológicas perforadas. La ecuación se presenta a continuación:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m \times S_w^n}{a \times R_w \times (1 - V_{cl})} + \frac{V_{cl} \times S_w}{R_{clay}}$$

Como valores requeridos en el modelo se asumió el valor teórico de factor de tortuosidad "a" = 1, factor de cementación "m" = 2 y exponente de saturación n = 2.

### **3.A.6. Permeabilidad**

No se cuenta con datos de núcleo para predecir una relación de permeabilidad; sin embargo, con el fin de presentar un valor cualitativo, se utilizaron las relaciones empíricas de Tixier y Timur: esta última presenta los valores más conservativos y fue la utilizada para presentar los promedios de esta propiedad.

### **3.A.7. Resultados**

#### **3.A.7.1. Propiedades promedio**

Para los intervalos de interés se realizaron promedios de propiedades petrofísicas utilizando los siguientes discriminantes:

|                  |     |
|------------------|-----|
| VCL máximo       | 65% |
| Porosidad mínima | 1%  |
| Sw máxima        | 50% |

A continuación se presenta el total de arenisca reservorio; o se utilizó evaluación de saturación de agua debido a la falta de datos de resistividad.

| <b>Pozo</b> | <b>Tope<br/>MD<br/>(ft)</b> | <b>Base<br/>MD<br/>(ft)</b> | <b>Espesor<br/>Total<br/>(ft)</b> | <b>Espesor<br/>Neto<br/>(ft)</b> | <b>Relación<br/>N/G</b> | <b>PHIE<br/>(%)</b> | <b>Sw<br/>(%)</b> | <b>Vcl<br/>(%)</b> |
|-------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|-------------------------|---------------------|-------------------|--------------------|
| Nécora-1    | 43                          | 6490                        | 6447                              | 32                               | 0.005                   | 10.5                | 77.5              | 62.6               |
| Pacurita-1  | 3957                        | 8984                        | 5028                              | 106                              | 0.021                   | 15.4                | 81.0              | 46.5               |
| Opogadó-1   | 94                          | 11357                       | 11263                             | 395                              | 0.035                   | 12.0                | 90.4              | 58.6               |
| Urodó-1     | 62                          | 15002                       | 14940                             | 1154                             | 0.077                   | 7.8                 | 99.1              | 34.6               |
| Buchadó-1   | 2399                        | 15539                       | 13141                             | 911                              | 0.069                   | 14.5                | 100               | 45.6               |

La unidad relacionada en cada pozo no presenta zonas saturadas en hidrocarburos y no es productora en ninguno de los pozos analizados.

### 3.A.7.2. Gráficos

Se generaron gráficos resumen de las evaluaciones obtenidas para cada uno de los pozos. Los gráficos escala vertical 1:2000 muestran los registros originales y las evaluaciones petrofísicas realizadas (Anexo 3A.01).

Los registros se presentan en 9 pistas con la siguiente información:

| Pista | Curvas desplegadas  |
|-------|---|
| 1     | GR, Caliper, BS y topes   |
| 2     | Profundidad medida en pies  |
| 3     | Resistividad profunda y somera  |
| 4     | Densidad (RHOB), neutrón (NPHI), sínico (DT)                            |
| 5     | Porosidad efectiva (PHIE), petróleo y agua                              |
| 6     | Saturación de agua (SWF)  |
| 7     | Evaluación volumétrica (volumen de arcilla, granos, matriz, porosidad). |
| 8     | Intervalos Net Reservoir Rock (verde) y Net Pay (rojo)                  |
| 9     | Permeabilidad empírica KTI (Timur) y Ktx (Tixier)                       |

### 3.A.7.3. Datos digitales

Se generaron archivos en formato LAS con una frecuencia de muestreo de 2 valores por pie. Los mnemónicos de las curvas generadas en esta evaluación y exportadas son:

|       |                                       |
|-------|---------------------------------------|
| BVW   | Volumen de agua en el espacio poroso. |
| LIT   | Litología interpretada.               |
| KLOG  | Permeabilidad calculada.              |
| PHIE  | Porosidad efectiva.                   |
| PHIT  | Porosidad total.                      |
| SWF   | Saturación de agua total.             |
| VWCL  | Volumen de arcilla húmeda.            |
| VCLGR | Índice de volumen de arcilla.         |

### **3.A.8. Conclusiones**

Se realizó la evaluación petrofísica con información disponible de los cinco pozos perforados en la Cuenca Sedimentaria de Chocó, Colombia.

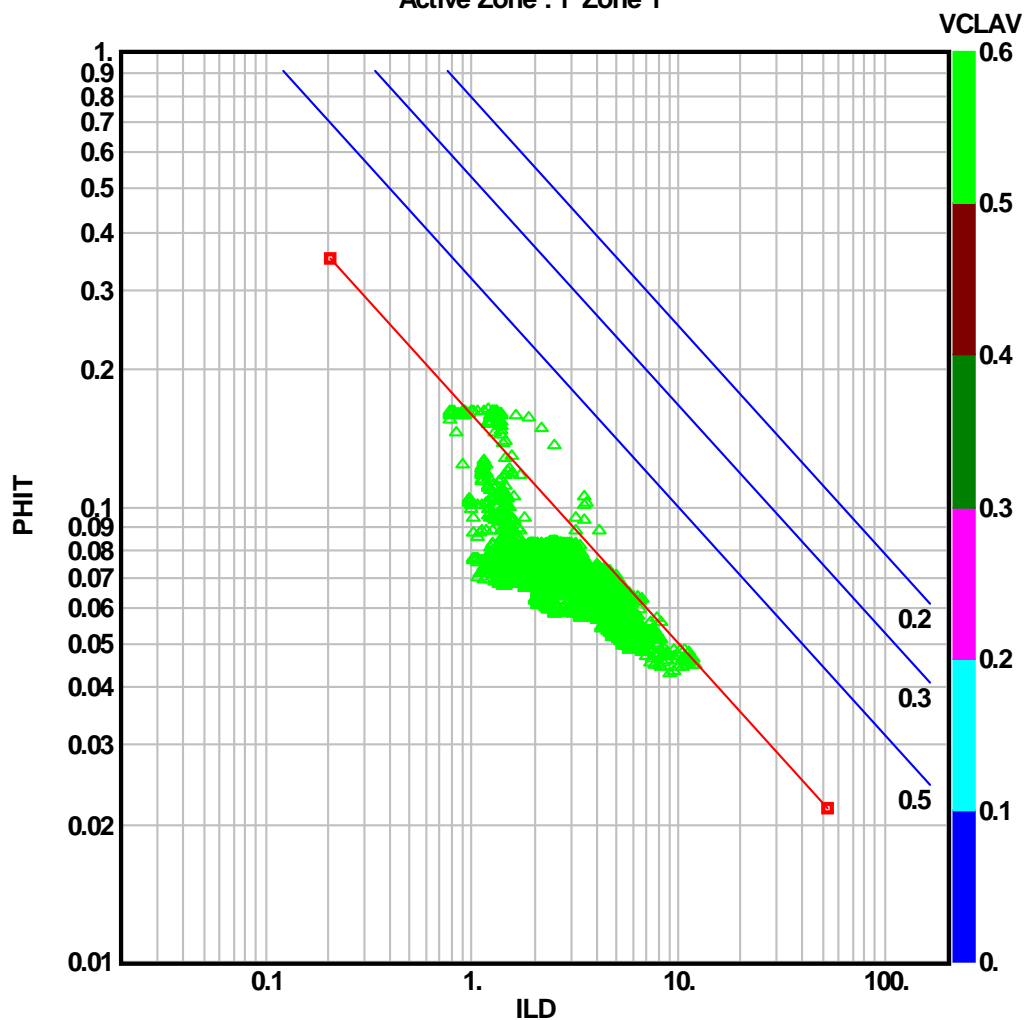
Únicamente los pozos Nécora-1 y Pacurita-1 poseen datos de registros que conducen a una interpretación cuantitativa de registros.

En general, las unidades perforadas son altamente arcillosas y no se presenta un yacimiento bien desarrollado; sin embargo, es posible identificar pequeños paquetes arenosos con calidad de yacimiento, porosidades en el rango de 8% a 15% y las saturaciones de agua mayores a 80%; no se han encontrado en los pozos perforados acumulaciones comerciales de hidrocarburos pero durante la perforación sí se han tenido manifestaciones de petróleo y gas.

## NECORA-1 (1983)

ILD / PHIT

Active Zone : 1 Zone 1



7795 points plotted out of 12895

Parameter :  $R_w$  : 0.045

Parameter :  $R_w$  Form Temp : 0.0251

Parameter : m exponent : 2.

Parameter : n exponent : 2.

Parameter : a factor : 1.

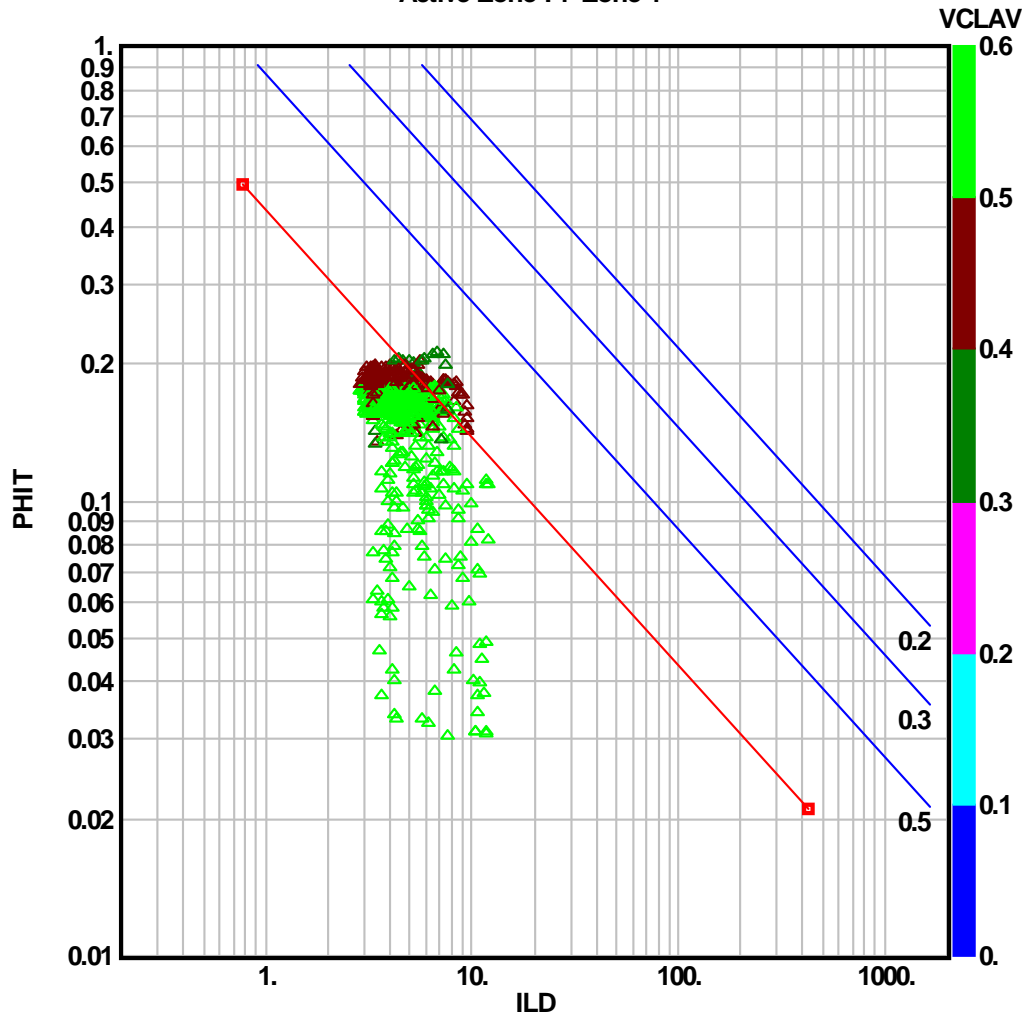
| Zone         | Depths        |
|--------------|---------------|
| △ (1) Zone 1 | 43.F - 6490.F |

Figura 3.A.1. Pickett crossplot pozo Nécora-1.

## PACURITA-1 (1981)

ILD / PHIT

Active Zone : 1 Zone 1



825 points plotted out of 16472

Parameter :  $R_w$  : 0.32

Parameter :  $R_w$  Form Temp : 0.189

Parameter : m exponent : 2.

Parameter : n exponent : 2.

Parameter : a factor : 1.

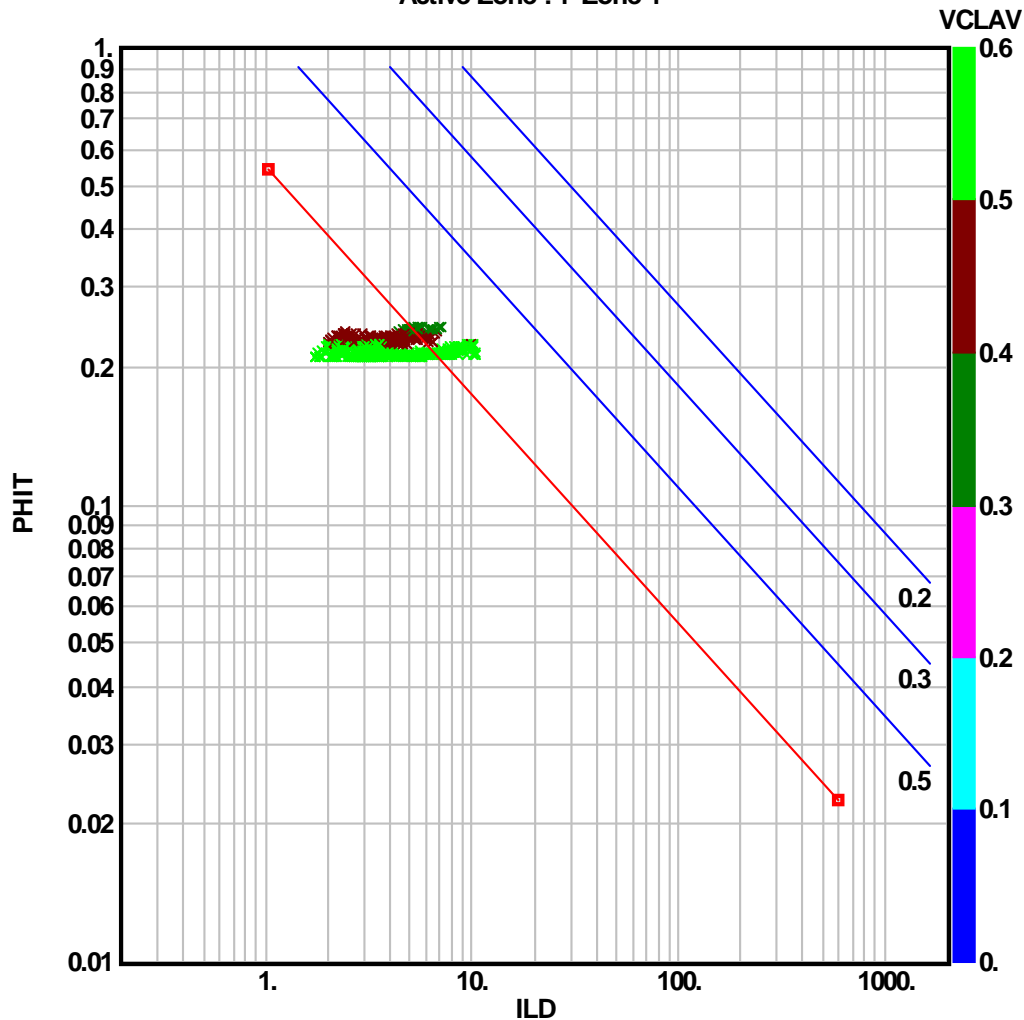
| Zone         | Depths            |
|--------------|-------------------|
| △ (1) Zone 1 | 1223.5F - 3999.5F |
| △ (2) Zone 2 | 3999.5F - 9458.5F |

Figura 3.A.2. Pickett crossplot pozo Pacurita-1.

## OPOGADO-1 (1974)

ILD / PHIT

Active Zone : 1 Zone 1



703 points plotted out of 22527

Parameter :  $R_w$  : 0.65

Parameter :  $R_w$  Form Temp : 0.301

Parameter : m exponent : 2.

Parameter : n exponent : 2.

Parameter : a factor : 1.

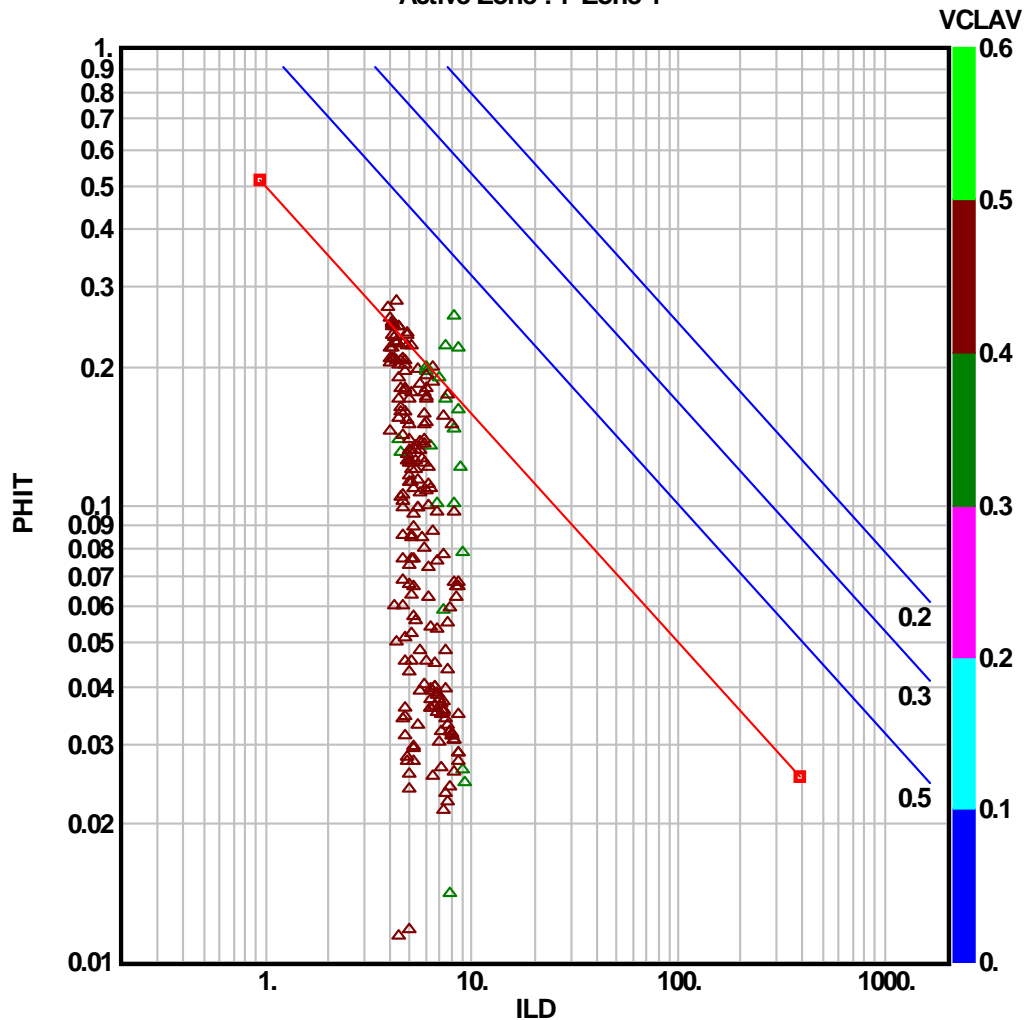
| Zone         | Depths         |
|--------------|----------------|
| × (1) Zone 1 | 94.F - 11357.F |

Figura 3.A.3. Pickett crossplot pozo Opogadó-1.

## URODO-1 (1973)

ILD / PHIT

Active Zone : 1 Zone 1



224 points plotted out of 29881

Parameter :  $R_w$  : 0.75

Parameter :  $R_w$  Form Temp : 0.252

Parameter : m exponent : 2.

Parameter : n exponent : 2.

Parameter : a factor : 1.

| Zone         | Depths         |
|--------------|----------------|
| △ (1) Zone 1 | 62.F - 15002.F |

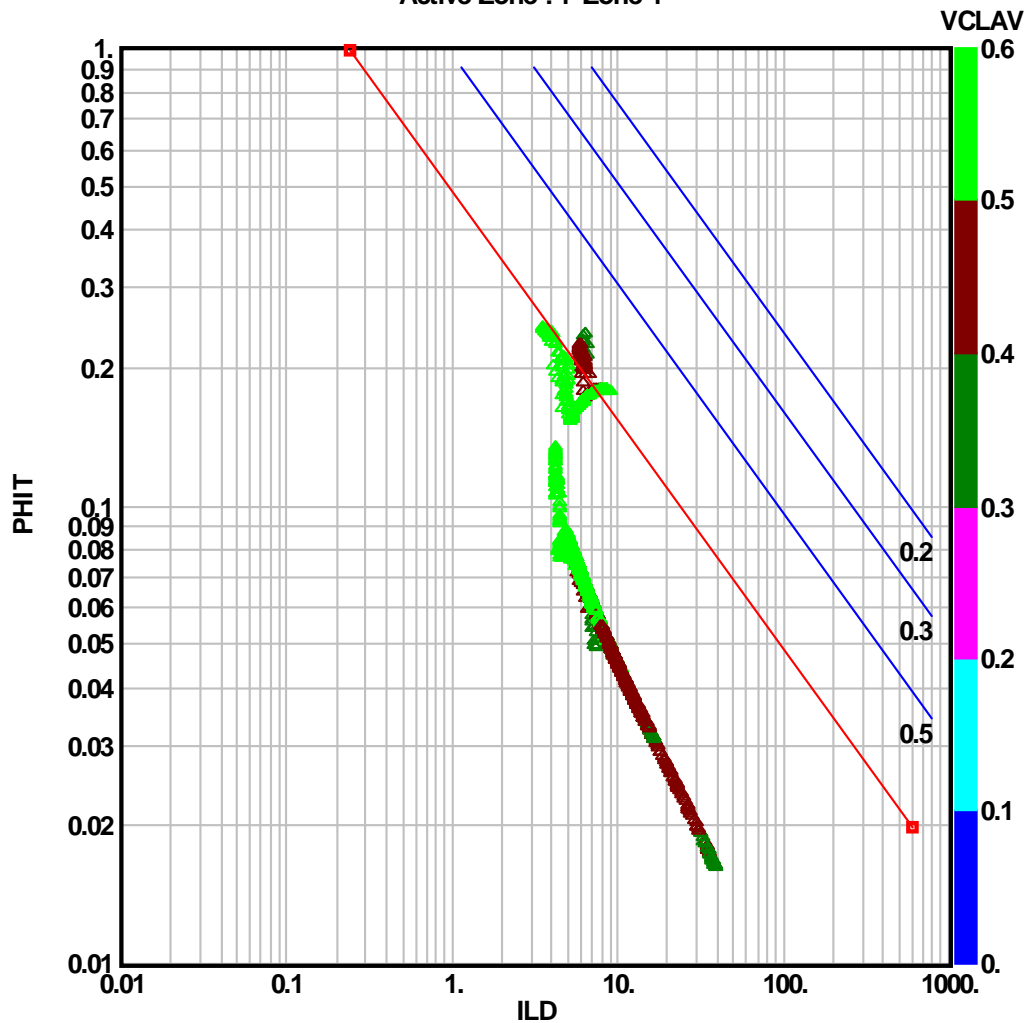
Figura 3.A.4. Pickett crossplot pozo Urodó-1.



## BUCHADO-1 (1953)

ILD / PHIT

Active Zone : 1 Zone 1



Parameter :  $R_w$  : 0.62

Parameter :  $R_w$  Form Temp : 0.234

Parameter : m exponent : 2.

Parameter : n exponent : 2.

Parameter : a factor : 1.

| Zone         | Depths            |
|--------------|-------------------|
| △ (1) Zone 1 | 2398.5F - 15539.F |

Figura 3.A.5. Pickett crossplot pozo Buchadó-1.

### **3.B. Evaluación Sísmica**

#### **Introducción**

Aún cuando el área del Arco de Chocó corresponde a una de las zonas con menor cantidad de información dentro de las cuencas colombianas, el trabajo de recopilación e integración de información adelantado durante este estudio permite asegurar un conocimiento general de sus principales características geológicas y posibilidades económicas en términos de recursos hidrocarburíferos.

En el trabajo de reinterpretación de la geología de superficie adelantado en este proyecto, tanto como en las interpretaciones anteriores, se observa una secuencia de fallas con carácter inverso que atraviesan el mencionado arco con dirección Norte – Este, Sur – Oeste, las cuales son corroboradas por la información encontrada en la sísmica (Figura 3.1). Estas fallas corresponden a una zona de transcurrencia (*Wrench Assemblage*), producto del adosamiento del Arco de Baudó. Si bien el tiempo definido para esta actividad es muy reciente, se observa igualmente la existencia de un paleoalto con esta misma disposición, el cual separa durante la historia de depositación lo que corresponde a las Cuencas Atrato y Chocó.

Como es bien conocido, las zonas de transcurrencia están compuestas por una variedad de estructuras colectivamente asociadas que involucran tanto las fallas en sí mismas como los pliegues y deformaciones producidas por éstas. Este tipo de fallas puede asociar al mismo tiempo fallas con comportamiento normal y fallas de tipo inverso en el mismo tren de dirección; muchas veces sus desplazamientos verticales no llegan a ser muy grandes, como es el caso que se presenta en el Arco de Chocó, sin embargo, su principal movimiento está en la componente horizontal (Figura 3.2). De acuerdo con la interpretación en este proyecto, las características de paleoalto activo durante todo el terciario hacen pensar en un límite tectónico anterior a la actividad de adosamiento que podría corresponder a fallas de transformación, asociadas a las antiguas zonas cercanas de rift que tuvieron su actividad durante el final del Cretáceo e inicios del Terciario según es reportado por distintos autores.

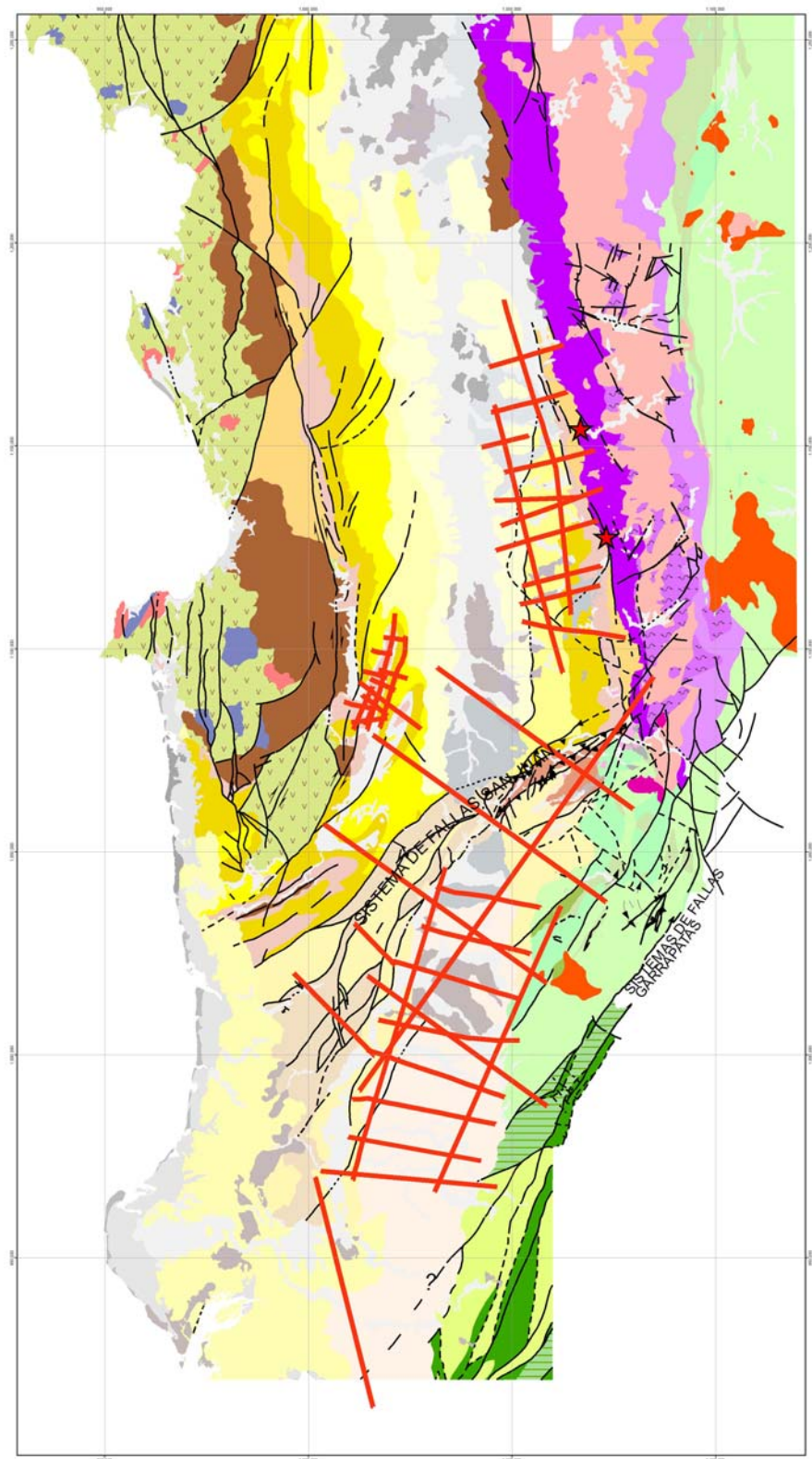


Figura 3.B.1 Esquema general que muestra la relación entre la ubicación de las líneas sísmicas existentes y el cuadro geológico regional. La identificación de los diferentes programas sísmicos aparece en el Anexo 1.01 (Mapa Base Documental) y en el Anexo 2.01 Mapa Geológico Regional, escala 1:500.000, Cuencas Atrato y San Juan.

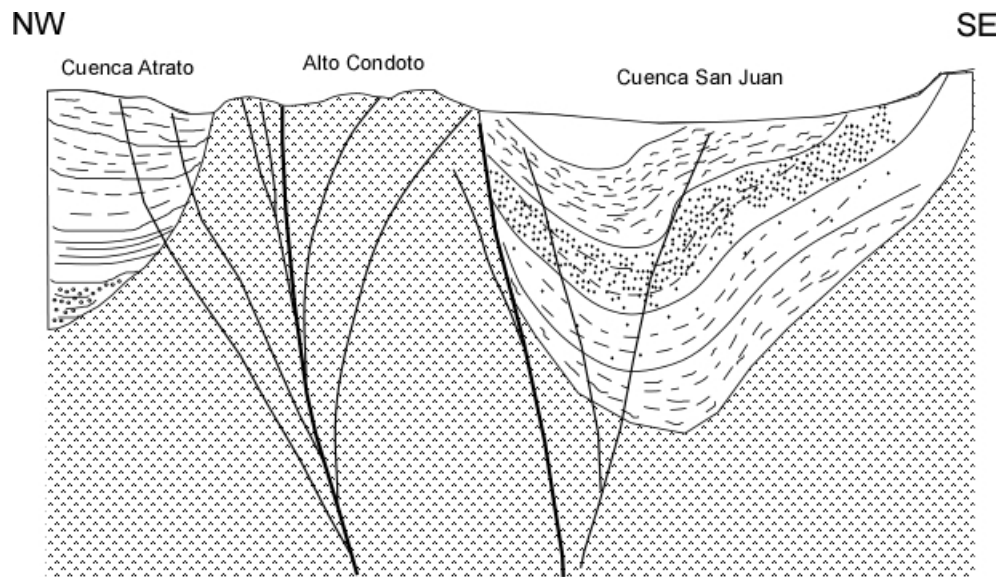


Figura 3.B.2. Configuración conceptual (sin escala) de las Cuencas Atrato y San Juan. La figura muestra la relación entre las Cuencas Atrato y San Juan de manera esquemática. El Alto de Condoto actuó durante todo el terciario como un límite no emergido para las dos Cuencas. Las estructuras en forma de flor corresponden a la actividad tectónica reciente, con movimientos principalmente de rumbo, generando algunos pliegues y fallas inversas con poco desplazamiento vertical al interior de las Cuencas.

### **3.B.1. Fases del estudio**

El estudio se llevó a cabo en tres fases:

- ✓ Recopilación, control de calidad y carga de la información disponible.
- ✓ Interpretación de las unidades tectónico estratigráficas e integración con otras áreas.
- ✓ Cartografía del subsuelo.

#### **3.B.1.1. Recopilación, control de calidad y carga de información**

Esta etapa comprende la recolección, carga, control de calidad y evaluación de la información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos integrada por datos de sísmica, registros de pozo, como se relaciona en las Tablas 3.B.1 y 3.B.2.

| PROGRAMA      | LINEA            | Version Interpretada   |
|---------------|------------------|------------------------|
| ANH-2005      | A01              | MIG_in_in              |
| ANH-2005      | A02              | MIG_in_in              |
| ANH-2005      | A04              | MIG_in_in              |
| ANH-2005      | A06              | MIG_in_in              |
| ANH-2005      | A08              | MIG_in_in              |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-1100     | GEOSOURCE_1981_MIG_IN  |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-1200     | GEOSOURCE_1981_MIG_IN  |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-1400     | GAPS_2000_MIG_IN       |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-1500     | SISMOCOL_1995_MIG_IN   |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-1600     | No se cargó            |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-1800     | GEOSOURCE_1981_MIG_IN  |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-1800West | GAPS_2000_MIG_IN       |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-2000     | GEOSOURCE_1981_MIG_IN  |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-2200     | GEOSOURCE_1981_MIG_IN  |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-2200West | GAPS_2000_MIG_IN       |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-2400     | GEOSOURCE_1981_STACK_I |
| SAN JUAN-81   | SJ-1981-2600     | SISMOCOL_1995_MIG_IN   |
| TUMACO_91     | TUMACO-91-1130   | GAPS_2000_MIG_IN       |
| URODO-72      | L-1972-A         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-B         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-C         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-D         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-E         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-F         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-G         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-H         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-I         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-J         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-K         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-L         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| URODO-72      | L-1972-M         | 1991-CGG-MIG-O-O       |
| TUTUNENDO-81  | QA-1981-01       | MIG_in_in              |
| TUTUNENDO-81  | QA-1981-02       | MIG_in_in              |
| TUTUNENDO-81  | QA-1981-04       | MIG_in_in              |
| TUTUNENDO-81  | QA-1981-06       | MIG_in_in              |
| TUTUNENDO-81  | QA-1981-08       | MIG_in_in              |
| TUTUNENDO-81  | QA-1981-10       | MIG_in_in              |
| TUTUNENDO-81  | QA-1981-12       | MIG_in_in              |
| RIO ATRATO-82 | QA-1982-03       | MIG_in_in              |
| RIO ATRATO-82 | QA-1982-06A      | MIG_in_in              |
| RIO ATRATO-82 | QA-1982-14A      | MIG_in_in              |
| RIO ATRATO-82 | QA-1982-18       | MIG_in_in              |
| RIO ATRATO-82 | QA-1982-20       | MIG_in_in              |
| RIO ATRATO-82 | QA-1982-22       | MIG_in_in              |
| RIO ATRATO-82 | QA-1982-01A      | MIG_in_in              |

Tabla 3.B.1 Información Sísmica. Los programas sísmicos ATRATO - 82 y TUTUNENDO -81 no disponen de archivo SEG Y y algunas de esas líneas se interpretan en papel o imágenes para integrar su información en los mapas elaborados.

| Well Name  | Registros LAS             | Prof.Total | VSP, CS |
|------------|---------------------------|------------|---------|
| Buchado-1  | RES,SP,DIP,DAZ            | 15539      | NO      |
| Necora-1   | DT, RHOB, GR, CAL, RES,SP | 6503       | NO      |
| Opogado-1  | DT, GR, CAL, SP, RES      | 11372      | NO      |
| Pacurita-1 | DT, GR, RHOB, SP, RES,CAL | 9489       | NO      |
| Urodo-1    | DT, GR,CAL,SP             | 15000      | NO      |

Tabla 3.B.2 Información de pozos. Relación de la información disponible.

La información sísmica es leída y cargada en GEOGRAPHIX™, software especializado de LANDMARK. Esta aplicación permite leer durante la carga de información las características de las mismas en donde se pudo determinar la localización de información de *SP*, *CDP*, así como la información relevante de la configuración del programa de adquisición.

El control de calidad se efectúa comparando la imagen en papel y/o archivo digital del reproceso contra la sísmica cargada en GEOGRAPHIX™, para garantizar que los datos correspondientes a cruces entre líneas, relación de eventos geológicos y valor del *SP*, *CDP* sean correspondientes; esto debido a que en el reproceso es posible obtener valores distintos a los de la adquisición original.

### 3.B.1.2. Interpretación de las Unidades Tectónico Estratigráficas

La interpretación de las secuencias tectono-estratigráficas se basa en la identificación de las características propias de la información sísmica tales como terminaciones de los reflectores, variaciones de amplitud, continuidad, frecuencia, geometría y velocidad intervalo, a partir de las cuales se efectúa el trazado de superficies (horizontes, inconformidades) y fallas, a partir de la implementación de una metodología de interpretación basada en modelamiento sísmico estratigráfico, enfocada a definir los límites de secuencias sísmicas.

El resultado es la interpretación y definición de la configuración, geometría, extensión, continuidad y estructura del área de estudio, así como, la relación temporal entre los diferentes eventos tectónicos y sedimentarios.

### **3.B.1.3. Cartografía del Subsuelo**

El objetivo de esta fase es definir las características estratigráficas y estructurales de la zona de estudio a partir de las características sísmicas observables, relacionándolas con los eventos sedimentarios y tectónicos registrados en el área de estudio.

En esta fase del trabajo se integró la información de topes y estratigrafía de los pozos disponibles. Debido a que el programa ATRATO – 82 no cuenta con información de SEG Y para integrar a la plataforma de interpretación, se decidió adelantar la interpretación de algunas de estas líneas en papel e integrarlas mediante contorno manual, con los mapas generados en el sistema para el resto de los programas sísmicos.

### **3.B.2 Interpretación tectónico estratigráfica Cuenca Atrato**

El intervalo estratigráfico correspondiente a la Cuenca Atrato corresponde a sedimentos terciarios que se disponen discordantemente sobre un basamento no determinado. Las unidades definidas en la Cuenca están descritas a partir de los pocos pozos perforados en ella y los afloramientos disponibles, definiéndose en este trabajo las unidades formacionales de Clavo, Salaquí, Uva, Napipí, Sierra y Quibdó, como se observa en la columna estratigráfica definida en el Anexo 2.08.

Los pozos perforados en la Cuenca no han llegado hasta la formación basal Clavo; sin embargo, la configuración de secuencias sísmicas permite diferenciar la distribución de las unidades establecidas en la geología de superficie.

Es importante anotar que debajo de los sedimentos que aquí se consideran pertenecientes a la Formación Clavo es posible diferenciar configuraciones sísmicas que corresponderían a secuencias sedimentarias mas antiguas y llama la atención que sobre la margen oriental de la Cuenca, en el programa ATRATO – 82 se observa un acuñamiento de esta unidad, profundizándose hacia el este, a diferencia del resto de unidades terciarias, que señalan un desarrollo de la cuenca hacia el oeste. (Figura 3.B.3).



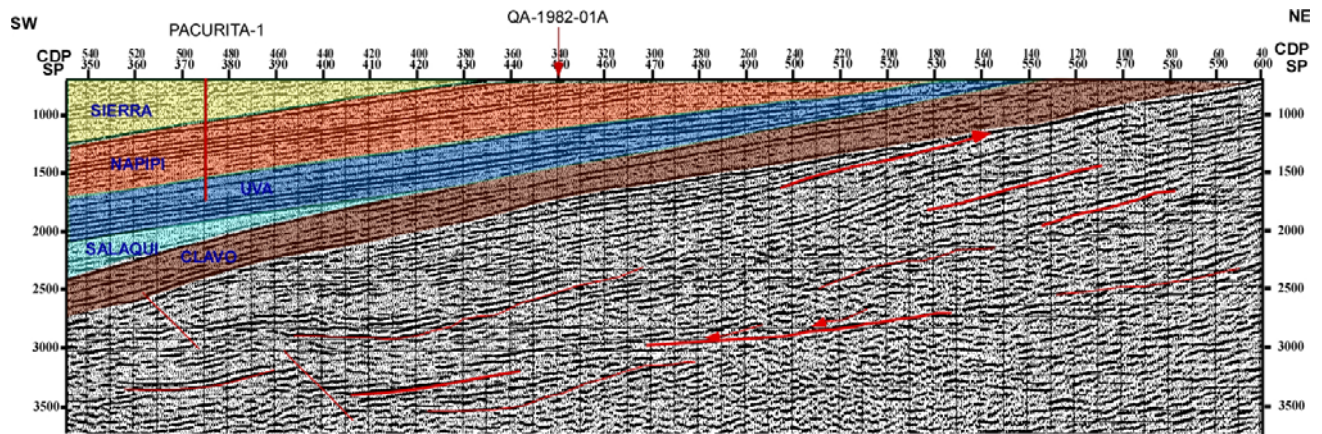


Figura 3.B.3. Secuencia sísmica por debajo de la Formación Clavo. La figura corresponde a la línea sísmica QA-82-20. (Ver Anexo 3.27). Por debajo de la secuencia sísmica que corresponde a la Formación Clavo se observa un comportamiento de reflectores que corresponde a una cuña sedimentaria que se hace más potente en dirección al NE.

### 3.B.2.1. Unidad Tectónico Estratigráfica 1 (Fm. Clavo)

La Formación Clavo se caracteriza por mantener un espesor relativamente constante de alrededor de 300 m en el programa sísmico ATRATO – 82, en tanto que el margen oeste alcanza potencias de más de 100 m de espesor, identificados en el programa URODÓ - 72. Esta formación no ha sido perforada por ningún pozo pero se ha buscado hacer la correlación con los afloramientos existentes a ambos flancos de la Cuenca.

La base de la Cuenca está definida por un reflector fuerte muy continuo que corresponde a un primer límite de secuencias sísmicas. Internamente, esta unidad presenta reflectores muy continuos, planoparalelos, de moderada a alta amplitud, que se encuentran haciendo *downlap* y *onlap* sobre el reflector base. El tope corresponde igualmente a un reflector fuerte de gran amplitud y continuidad que mantiene el espesor general de la unidad, es decir, no se observan discordancias que se puedan asociar a eventos tectónicos en esta época de la Cuenca.

Estructuralmente, esta unidad se deposita siguiendo la forma sinclinal de la Cuenca, como se observa en el mapa de basamento (Figura 3.B.4). Al oriente el buzamiento es moderado (7-15°) en dirección al oeste. En el flanco occidental de la Cuenca, el buzamiento tiene dirección al este, aumentando su pendiente, debido a la actividad tectónica registrada por la



cuenca, la cual consiste en un echelon de fallas inversas, de alto buzamiento y de dirección dominante Norte - Este – Sur-Oeste.

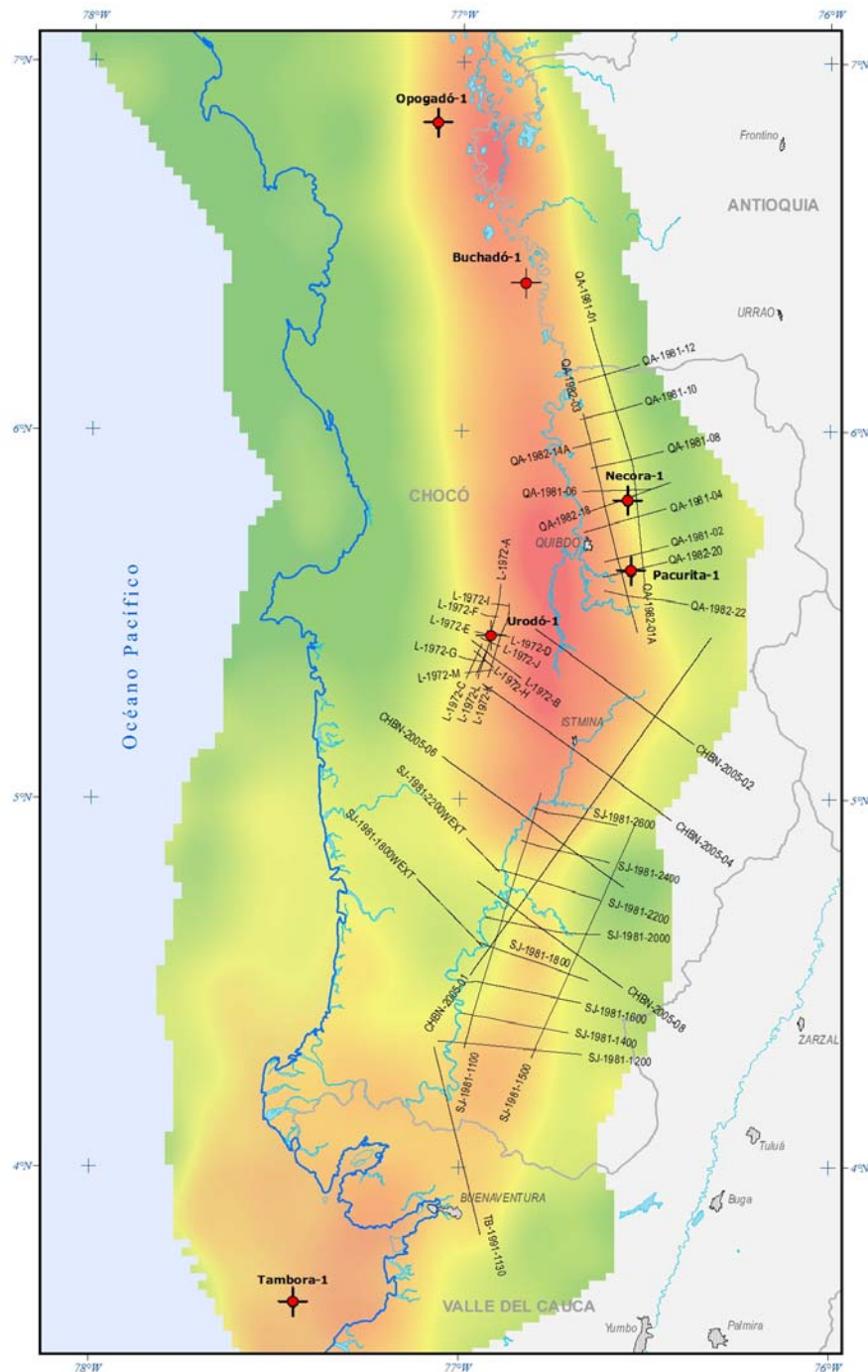


Figura 3.B.4. Mapa de Basamento. En la figura se observa el mapa de basamento obtenido de la información gravimétrica y elaborado en este proyecto. Al norte se observa claramente el basamento que corresponde a la Cuenca Atrato, en forma de un gran sinclinal con dirección N-S. La información sísmica muestra una distribución de sedimentos concordante con la configuración de este basamento

Las características sísmicas identificadas coinciden con la descripción sedimentológica y ambiental reportada para esta unidad, asociada principalmente a sedimentos finos de gran profundidad, posiblemente de plataforma externa.

Los cambios en el espesor de esta formación en dirección este - oeste están asociados al espacio de acomodación de la plataforma durante el Eoceno. En este periodo se considera aquí la configuración de una plataforma externa de *fore arc* asociada al levantamiento de la Cordillera Central Colombiana.

### **3.B.2.2 Unidad Tectónico Estratigráfica 2 (Fms. Salaquí-Uva-Napipi)**

Estas formaciones reportan una edad que comprende desde el Oligoceno Superior al Mioceno Medio. Al oriente, en el programa sísmico ATRATO – 82 se observa el acuñamiento de estas unidades en dirección al este, en tanto que al occidente, en el programa sísmico URODÓ – 72 el espesor de esta unidad tectono-estratigráfica aumenta.

#### **A. Formación Salaquí**

La base de la Formación Salaquí al oriente, comprende una serie de reflectores que hacen *onlap* sobre el reflector del tope de la Formación Clavo. Internamente se describen al menos dos secuencias que inician con reflectores moderados, muy paralelos y continuos a la base y van perdiendo amplitud hacia el final de la secuencia, iniciándose una nueva. (Figura 3.B.5).

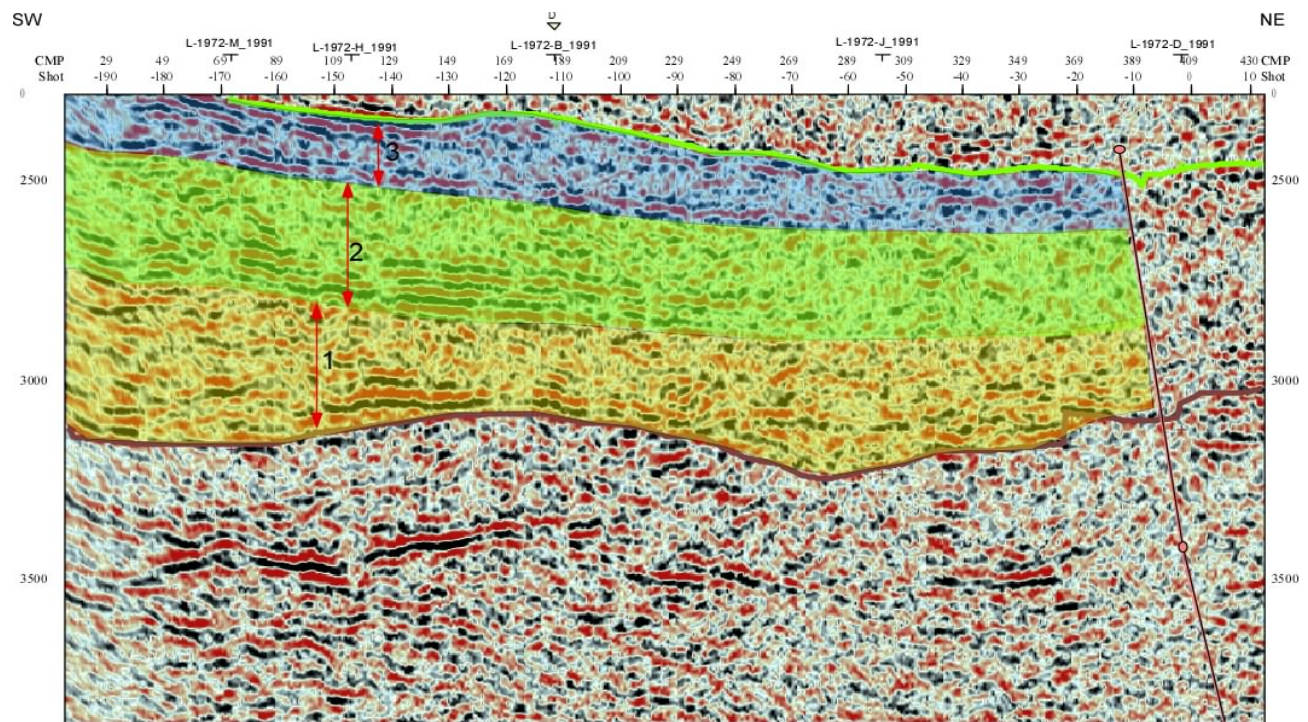


Figura 3.B.5. Configuración sísmica Formación Salaquí. Se observan dos ciclos completos (1-2) al interior de la Formación Salaquí, caracterizados sísmicamente por la transición de reflectores fuertes y continuos a reflectores de baja amplitud y poca continuidad. Este comportamiento se relaciona con las secuencias sedimentarias reportadas para esta Formación, principalmente calcáreas. (Ver Anexos 3.15, 3.16, 3.20, 3.22 y 3.24).

El tope de esta unidad está referenciado por un reflector fuerte al oriente (programa ATRATO-82) pero que al occidente pierde amplitud y se presenta en forma de una discordancia, lo cual se interpreta como cambios en el nivel del mar.

La configuración sísmica de esta Formación es coincidente con la descripción estratigráfica y sedimentológica recopilada en este trabajo, correspondiente a la presencia local de algunos conglomerados, sobreyacidos por secuencias de afinidad marina con variaciones que van de arcillas fosilíferas a la conformación de calizas intercaladas con *chert* y margas.

En este tipo de secuencias es común encontrar abanicos marinos y en general sedimentos siliciclásticos de fondo marino, los cuales no se han podido establecer con la actual información, ya sea por su cobertura o por la calidad de la misma.

## B. Formación Uva

Sobreyace discordantemente sobre la formación Salaquí, ganando potencia en dirección al oeste, donde los espesores encontrados en la sísmica alcanzan los 700 m.

Hacia la base de esta formación se observan reflectores que hacen *onlap* en las partes bajas de la unidad en dirección al oriente y *downlap* hacia el occidente. La configuración interna presenta grandes variaciones al oriente, donde los reflectores se disponen en forma planoparalela con buena amplitud y continuidad, en tanto que al occidente donde la Formación tiene mayor potencia, los reflectores tienen baja continuidad moderada a baja amplitud y distribuciones subparalelas a caóticas. (Figura 3.B.6).

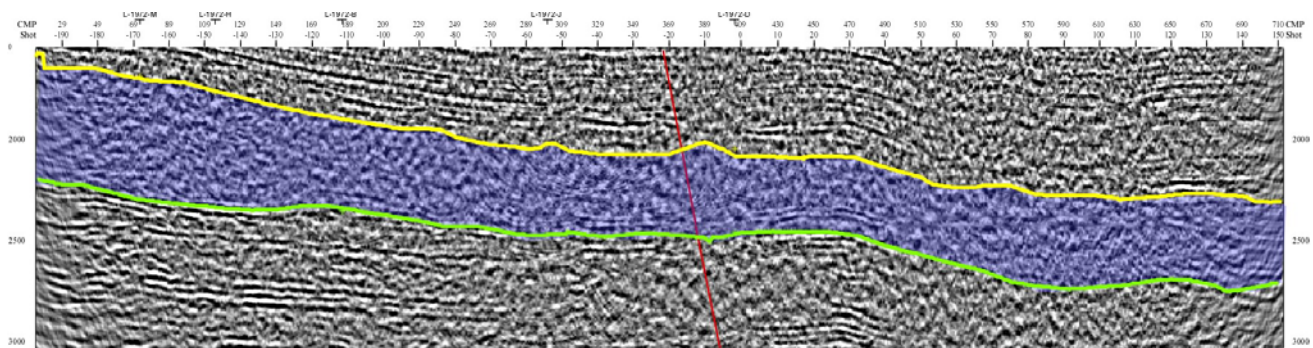


Figura 3.B.6. Configuración sísmica Formación Uva. La línea sísmica corresponde a la L-72-B. (Ver Anexo 3.15). Las características sísmicas de esta Formación muestran reflectores poco continuos de amplitud variable y disposición caótica. De acuerdo con la del ambiente de plataforma, en el sector occidental correspondiente a esta imagen, se estarían depositando sedimentos de borde de plataforma durante esta época.

La Formación Uva termina al tope con un reflector de buena amplitud que da inicio a una secuencia sísmica de distintas características. Este reflector pierde amplitud y continuidad hacia el occidente, reconociéndose el final de esta unidad por la presencia de una discordancia.

La configuración sísmica anteriormente descrita corresponde a una secuencia de sedimentos marinos de afinidad calcárea que de acuerdo con las descripciones de afloramientos presenta litologías de calizas y margas básicamente.



Dadas las características de la geometría de la plataforma, es posible que las secuencias encontradas al margen occidental de la Cuenca correspondan a sedimentos del borde de la plataforma. Estos cambios en las secuencias sedimentarias ocasionan los cambios en la configuración sísmica reportada.

Esta unidad tectónico estratigráfica define un proceso gradual de aumento en el nivel del mar, en donde el exceso de sedimentos que no puede acumular la Cuenca son desplazados hacia las zonas de pendiente lo cual permite identificar una configuración de plataforma calcárea abierta de tipo *fore arc*, pero que a diferencia de lo que ocurría durante la depositación de unidad tectónico estratigráfica 1, la plataforma bascula en dirección al occidente, esto junto con el aumento en el nivel del mar genera una configuración estratigráfica muy distinta en esta época (Oligoceno Sup. Mioceno Med.)

La actividad tectónica reportada en la información sísmica es escasa y corresponde a movimientos de acomodación de sedimentos en las partes profundas (margen occidental de la cuenca) más que a la presencia de algún tipo de fallamiento activo para esta época.

#### C. Formación Napipí.

La Formación Napipí está limitada a la base por una discordancia caracterizada por la presencia de reflectores haciendo *onlap* sobre el tope de la Formación Uva. Internamente se identifican ciclos sedimentarios definidos por secuencias de reflectores que inician a la base con gran amplitud y continuidad, con disposición planoparalela y van perdiendo continuidad y amplitud a medida que se dirigen hacia el occidente. Estas características se repiten en forma vertical y se mantienen a lo largo de la cuenca, observándose idéntico comportamiento en el sector occidental, sobre el programa sísmico URODÓ-72 (Figura 3.B.7).

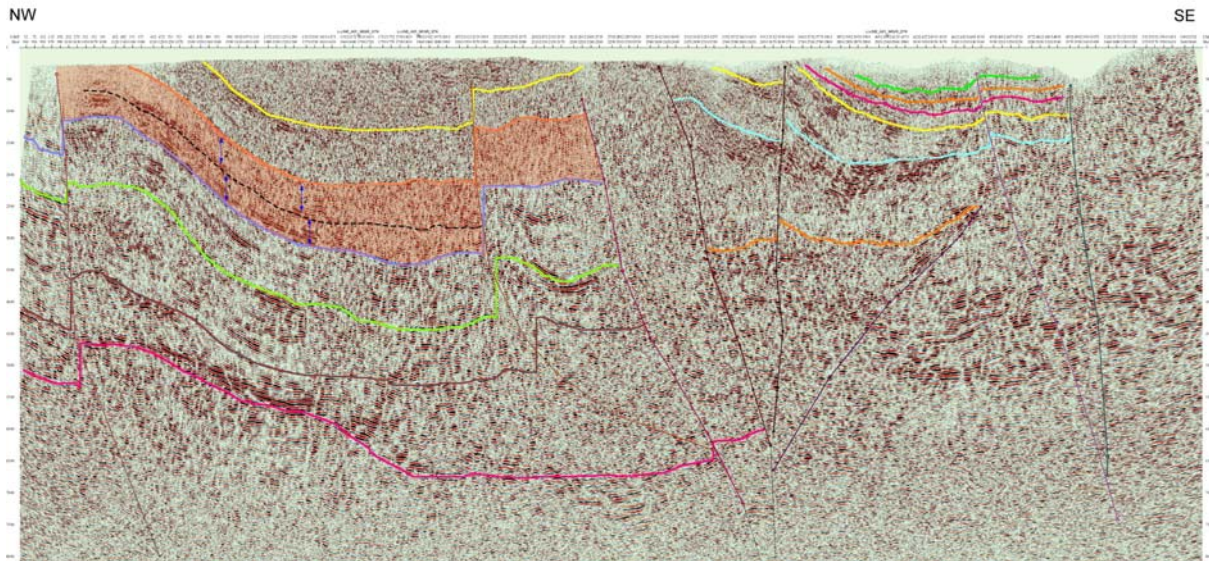


Figura 3.B.7. Configuración sísmica Formación Napipí. La línea sísmica corresponde a la ANH-2005-04. (Ver Anexo 3.03). Las fallas inversas observadas corresponden a la estructura en flor que separa la Cuenca Atrato a la izquierda de la imagen y la Cuenca San Juan a la derecha. Se resalta en un polígono rojo la Formación Napipí e interiormente se marcan 2 ciclos sísmicos que marcan secuencias de sedimentación dentro de esta Formación.

El tope de esta Formación está representado por un reflector fuerte de buena amplitud y continuidad con características de discordancia, ya que se observan algunas truncaciones de reflectores chocando contra éste.

El espesor de esta unidad varía rápidamente en dirección al norte donde se pierde posiblemente por la actividad erosiva que caracteriza la base de la Formación Sierra.

Las secuencias sedimentarias reportadas en esta unidad corresponden a sedimentos finos, consistentes en arcillolitas calcáreas y carbonosas, con presencia local de areniscas finas. Estas características son congruentes con la variación lateral de facies sísmicas encontradas en esta unidad.

La unidad tectónico estratigráfica 2 termina con la depositación de la Formación Napipí, como una superficie de máxima inundación regional, en donde las características de plataforma básicamente calcárea, que va subsidiendo uniformemente, se mantienen durante este periodo. (Mioceno Medio)

Estructuralmente esta unidad tectónico estratigráfica es afectada por los eventos posteriores de adosamiento de la Serranía del Baudó, como se resalta en la Figura 3.B.7. Se considera que durante este periodo la Cuenca hacía parte de una plataforma de *fore arc*.

### 3.B.2.3. Unidad Tectónico Estratigráfica 3 (Fm. Sierra)

La Formación Sierra corresponde a una secuencia en forma de cuña que aumenta el espesor hacia el occidente alcanzando potencias de más de 1000 milisegundos. La base está constituida por una discordancia sobre la que se observan reflectores haciendo *onlap*, principalmente en el margen occidental de la Cuenca.

La configuración interna de esta unidad está dada por ciclos consecutivos de reflectores que varían su continuidad. Principalmente su disposición es planoparalela y la amplitud de éstos es moderada. El tope de esta unidad está marcado por una discordancia. (Figura 3.B.8).

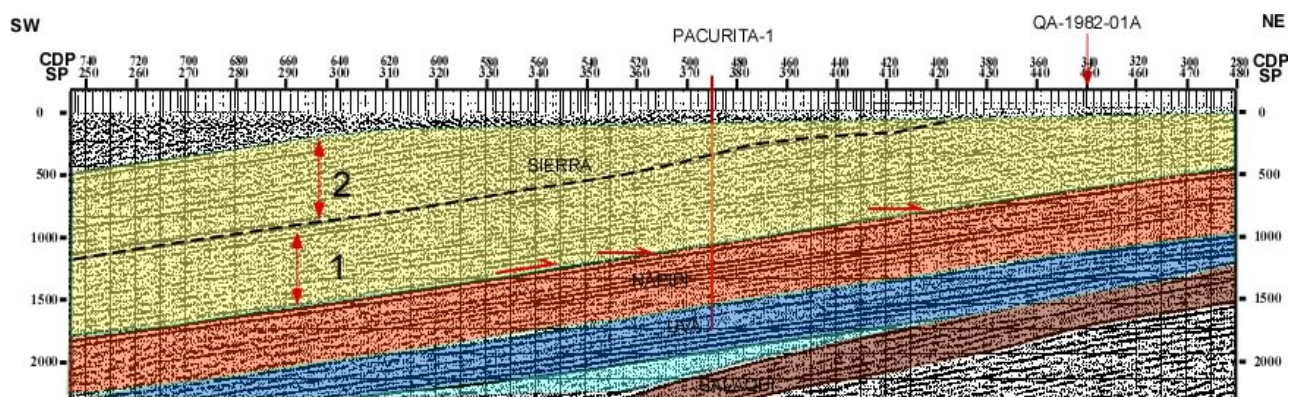


Figura 3.B.8. Configuración sísmica Formación Sierra. La línea sísmica corresponde a la QA-82-20. (Ver Anexo 3.27). Se indica, con flecha en color rojo, los reflectores haciendo *onlap*, sobre la base de la Formación. Las flechas verticales indican los ciclos internos diferenciados en las características sísmicas para esta Formación.

La descripción litológica de esta Formación en superficie muestra secuencias de areniscas calcáreas, areniscas micáceas y localmente calizas en forma de concreciones. Estas secuencias están asociadas a ambientes de sedimentación de plataforma interna, lo cual en términos de tectónica significa que la Cuenca presentó un levantamiento brusco al inicio del Mioceno Superior, cambiando los ambientes de depositación, pasando de ambientes

marinos profundos a ambientes de plataforma proximal. Es probable que producto de ese levantamiento se hayan generado algunos pliegues observados principalmente en el sector occidental de la Cuenca. En dirección norte de la Cuenca, la Formación Napipí tiende a perder potencia e inclusive desaparece como registro sedimentario.

#### **3.B.2.4. Unidad Tectónico Estratigráfica 4 (Fm. Quibdó)**

La Formación Quibdó de edad Plioceno Superior está presente básicamente en el eje de los sinclinales de la cuenca. Sísmicamente corresponde a reflectores de poca continuidad, baja amplitud y disposición caótica, que aparecen llenando los espacios de la cuenca que va dejando el basculamiento de la plataforma de la unidad tectónico estratigráfica anterior.

La importancia de esta unidad tectónico estratigráfica no radica en la secuencia sedimentaria encontrada, sino en la gran actividad tectónica asociada. Si bien en el margen Oriental de la cuenca presenta más que un basculamiento y relleno de zonas somerizadas por el retiro del mar, hacia el margen Occidental se aprecia grandes deformaciones producto de una actividad orogénica, relacionada con la acreción de la Serranía de Baudó. Las fallas inversas generadas en esta época, facilitan la aparición de fenómenos de diapirismo que aprovecha estas zonas de debilidad para emplazarse, deformando y plegando la columna de sedimentos. La información sísmica no ha permitido definir con exactitud la procedencia de estos diapiros, ya que en ocasiones se encuentran deformados inclusive los sedimentos más antiguos. (Figura 3.B.9).



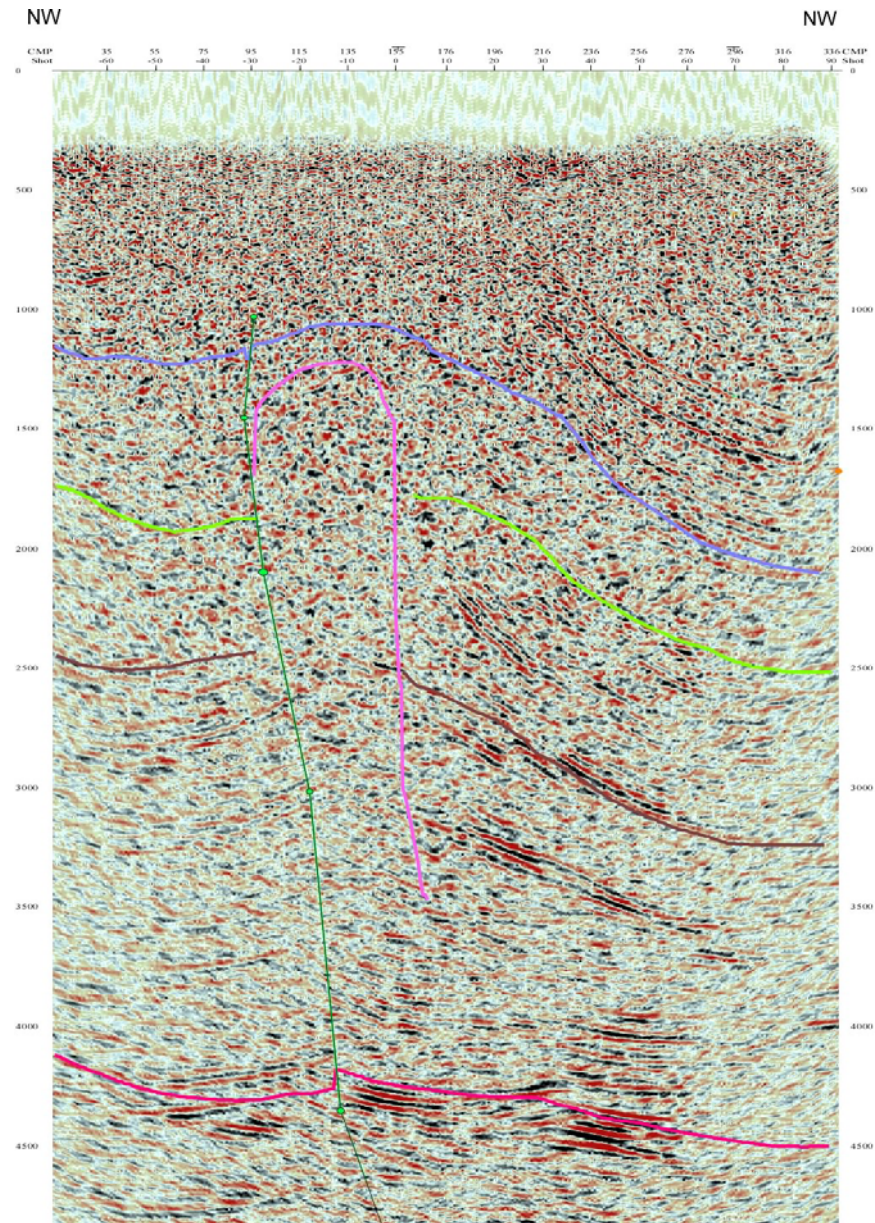


Figura 3.B.9. Eventos de diapirismo en la Cuenca Atrato. (Ver Anexo 3.22). La línea sísmica L-72-J, muestra lo que se interpreta como un evento diapírico asociado a una de las fallas inversas que afectan la Cuenca. Este diapirio es el que perforó el pozo Urodó-1.

### **3.B.3. Interpretación Tectónico Estratigráfica Cuenca San Juan**

Cuando se evalúan cuencas generadas en ambientes de plataforma, resulta de gran importancia identificar aspectos como cambios en el nivel del mar en relación con la posibilidad de producir carbonatos *in situ*, los métodos de transporte de sedimentos y el tipo de sedimentos siliciclásticos aportados. En la evaluación integrada de la Cuenca San Juan se han definido sedimentos terciarios, consistentes en secuencias marinas calcáreas y siliciclásticas, dispuestos discordantemente sobre un basamento no determinado. Es posible que algunas de unidades sedimentarias reconocidas en la sísmica no tengan completo registro en superficie; sin embargo, la interpretación sísmica está basada en la columna estratigráfica definida en el Anexo 2.08.

Las características sísmicas encontradas en esta Cuenca marcan grandes diferencias con las encontradas en la Cuenca Atrato en lo que tiene que ver con la potencia, disposición y geometría de la misma. Los límites de la Cuenca están determinados al norte y occidente por lo que se ha denominado en este trabajo el paleoalto de Condoto, al oriente por la Cordillera Occidental y al sur por el Océano Pacífico, siguiendo el rumbo del Río San Juan (Figura 3.B.4 Mapa de Basamento).

Dentro de esta Cuenca se definen 3 secuencias tectónico-estratigráficas que se describen a continuación:

#### **3.B.3.1 Unidad Tectónico Estratigráfica 1 (Fm. Iró, Istmina)**

La unidad tectónico estratigráfica 1 está representada por el desarrollo de la Formación Iró y la Formación Istmina, constituyendo una plataforma mixta generada por evento de gran subsidencia, controlado en sus flancos de manera que desarrolla un su parte distal, la configuración de un cañón submarino, como se aprecia en la información sísmica. El basamento sobre el cual se desarrolla esta secuencia se sigue vagamente con el último reflector de gran continuidad que describe formas de paleorelieve.

#### A. Formación Iró.

La Formación Iró desarrolla hacia el norte secuencias rítmicas de reflectores con buena amplitud, buena continuidad y paralelismo, siendo sobreyacidas por secuencias de baja amplitud poco continuas que mantienen su disposición planoparalela. Estas características se asocian al desarrollo de calizas de plataforma interna. Al mismo tiempo, en el sector SE de la Cuenca, los reflectores se presentan inclinados, siguiendo la pendiente de la plataforma en forma de programaciones; estos reflectores pierden amplitud y continuidad al disponerse en la base de la cuenca (Figura 3.B.10). Esta configuración se interpreta como progradaciones de delta submarino con orientación NE-SE.

Las líneas sísmicas del programa SAN JUAN muestran el desarrollo de reflectores muy fuertes, dispuestos hacia los flancos de un paleocañón, construyendo verticalmente formas apiladas pero con poca continuidad lateral. Estos reflectores se asocian al desarrollo de edificios calcáreos, lo cual indica equilibrio y estabilidad en la subsidencia de la Cuenca, el nivel del mar y la poca influencia local de aporte siliciclástico que permitía el crecimiento de estas formas. (Figura 3.B.12).



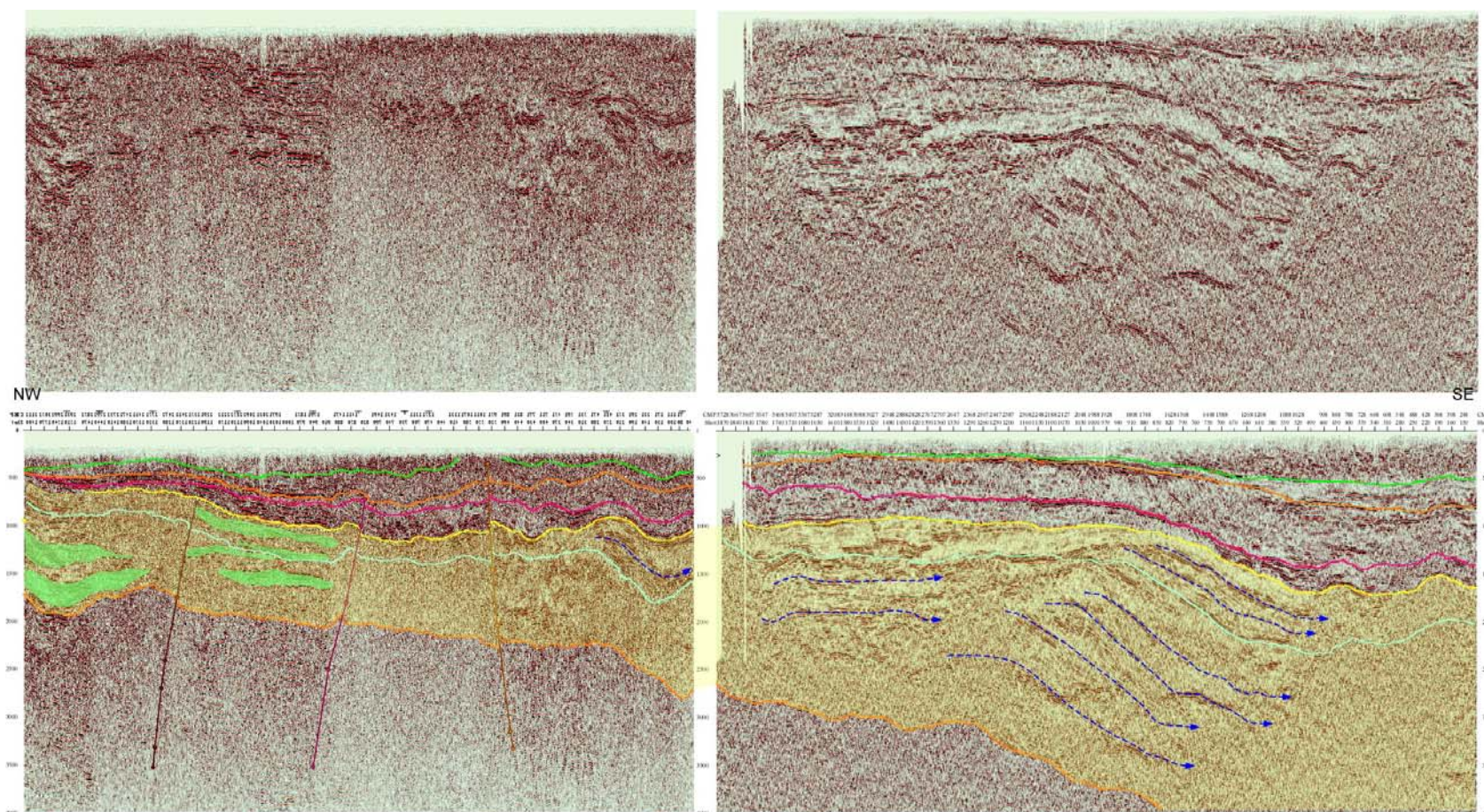


Figura 3.B.10 Configuración Unidad Tectónico Estratigráfica 1. Se muestra una composición de las líneas SJ-81-1100 y TB-91-1130, (ver Anexos 3.13 y 3.25) con orientación NW-SE. Se resalta con el polígono amarillo la Formación Iró que constituye la parte basal de esta unidad. En color verde se resalta lo que se interpreta como secuencias calcáreas de plataforma, desarrolladas en forma cíclica a medida que el nivel del mar aumenta en la Cuenca. A la derecha se interpreta una secuencia progradante hacia el sur - sur - oeste de acuerdo a la configuración del basamento. Estas progradaciones corresponden posiblemente a depósitos de abanico submarino. Dada su potencia y configuración se define la presencia de un afluente importante con la misma dirección del actual Río San Juan, desde el Paleoceno – Eoceno.



Las descripciones litológicas adelantadas en los afloramientos posiblemente no recojan toda la secuencia estratigráfica reportada en la sísmica, haciendo difícil la definición en términos de edad para el desarrollo de las secuencias interpretadas.

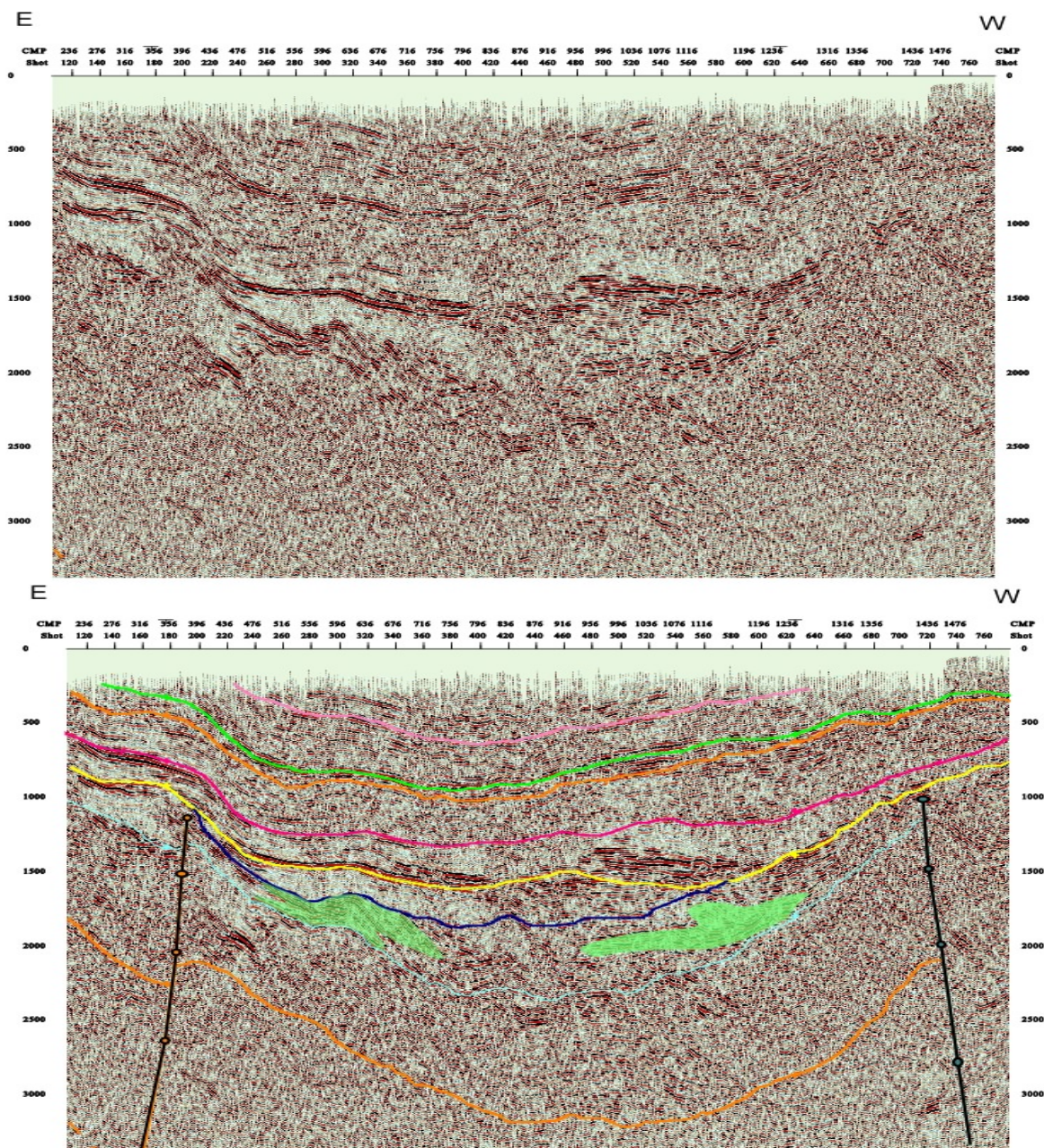


Figura 3.B.11 Edificios calcáreos en la unidad tectónico estratigráfica 1. La SJ-81-1400 (ver Anexo 3.10) con rumbo casi E-W muestra la configuración de la paleocuenca, durante la depositación de la Formación Iró. A los flancos de ésta se resalta en verde el desarrollo de cuerpos calcáreos a manera de *patch reef*. Estos cuerpos van creciendo en la vertical a medida que el nivel del mar aumenta.



## B. Formación Istmina

Al igual que la Formación Iró, la configuración sísmica depende de la posición geográfica que se pretenda describir. La base de esta formación en general corresponde a un reflector fuerte, distribuido a lo largo de la Cuenca sobre el cual se inicia una secuencia de buena amplitud y paralelismo, con presencia de reflectores haciendo *onlap*. La Formación registra hacia su tope una nueva secuencia de reflectores fuertes, terminando en forma de truncación erosional que configuran el tope de esta Formación como una discordancia con respecto a la unidad superior. El espesor de esta unidad es variable, ya que como se observa en la Figura 3.B.12, en general todas las secuencias tienden a pincharse hacia los flancos de la Cuenca, es decir el paleoalto de Condoto y la Cordillera Occidental.

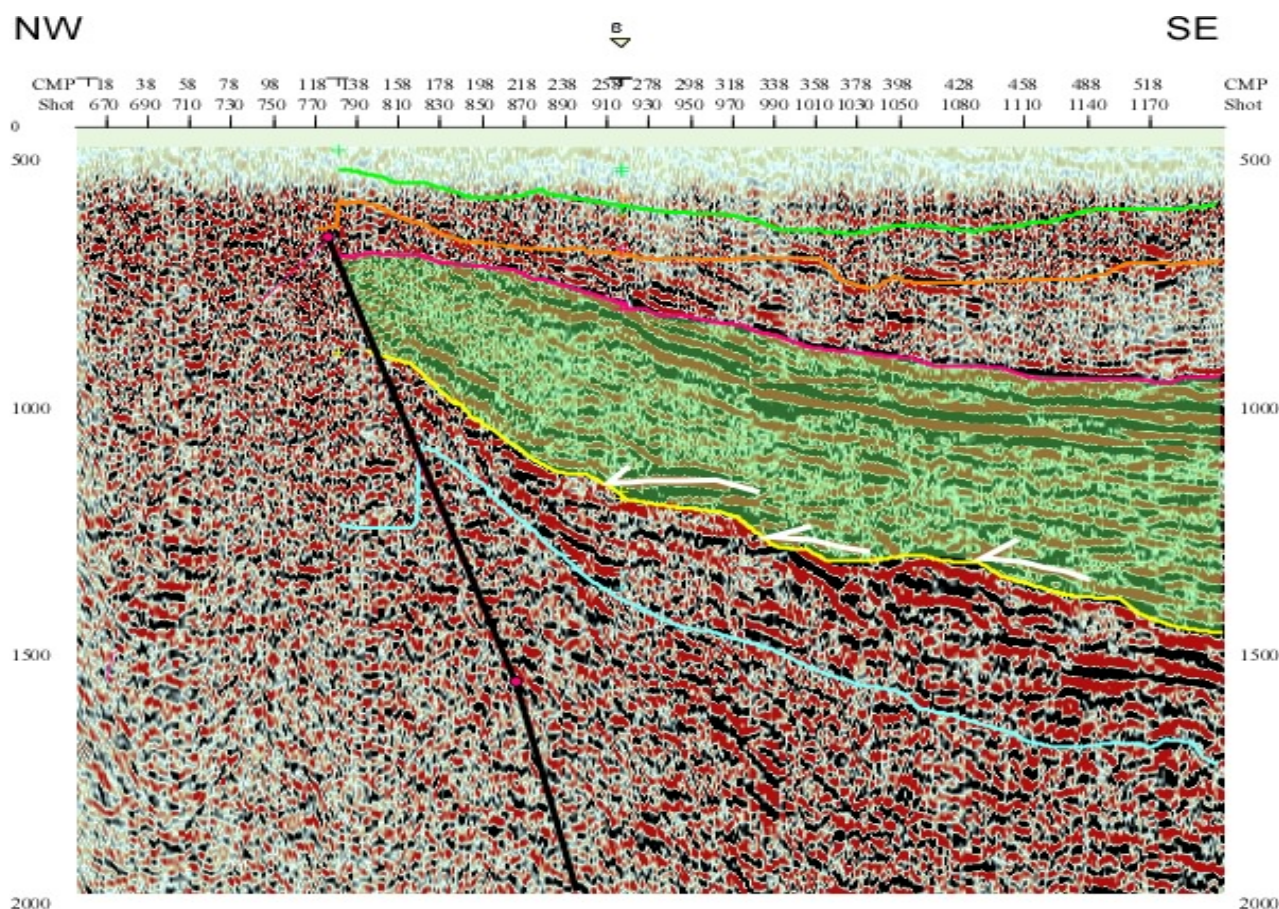


Figura 3.B.12 Configuración sísmica de la formación Istmina (color verde). La SJ-81-2200 (ver Anexo 3.07) muestra el acúñamiento de la Formación, resaltada con el polígono verde, hacia el paleoalto de Condoto. Las flechas en color blanco resaltan los *onlap* sobre la base de la Formación. Al final de la secuencia se observa la presencia de reflectores fuertes interpretados como secuencias arenosas que marcan el final de la subsidencia.

Los reflectores fuertes al tope de la secuencia se interpretan como una serie arenosa, asociada al final de los procesos de subsidencia, en donde la Cuenca tiende a rellenarse.

Durante el periodo de depositación de esta unidad tectónico estratigráfica (Paleoceno – Mioceno Inferior) no se registran mayores actividades de fallamiento, es posible asociar muchos de los pliegues internos en la secuencia como pliegues de acomodación de sedimentos. La tectónica registrada en la sísmica ocurre mucho después posiblemente hacia finales del Mioceno.

### **3.B.3.2 Unidad Tectónico Estratigráfica 2 (Conglomerados de La Mojarra - Fm. Condoto)**

La secuencia que conforma la unidad tectónico estratigráfica 2 muestra una reactivación de los procesos de subsidencia, desarrollando menores potencias que el proceso anterior, pero manteniendo la dirección de depositación en sentido NE – SW. Esta unidad está representada por el desarrollo de las Formaciones Conglomerados de La Mojarra y Formación Condoto, depositadas bajo ambientes de una plataforma mixta.

#### **A. Conglomerados de La Mojarra.**

Esta unidad obtiene su nombre de una secuencia potente de conglomerados reportados en superficie. En este trabajo se decidió mantener el nombre, aunque bien se observa en la sísmica la presencia de secuencias variadas que incluirían varios tipos de litologías.

La base de esta secuencia está marcada por una discordancia regional y reflectores fuertes, principalmente hacia el norte de la Cuenca, en tanto que hacia el sur los reflectores pierden amplitud y se disponen caóticamente haciendo *downlap* sobre la secuencia anterior. Internamente, esta secuencia mantiene un comportamiento distinto hacia el norte, interpretándose como la parte interna de una plataforma, donde se desarrollan reflectores de gran amplitud, planoparalelos, continuos, que van perdiendo sus características hacia la pendiente de ésta. Sobre la parte externa de la plataforma, en la zona de pendiente, los reflectores se tornan caóticos, lo cual se interpreta como procesos



de sedimentación de alta energía, posiblemente abanicos submarinos en forma de progradaciones.

Finalmente, en la parte distal de la plataforma, hacia el SW, los reflectores ganan amplitud y paralelismo, disponiéndose concordantemente unos sobre otros. El espesor de esta unidad igualmente aumenta al SW, como se observa en la Figura 3.B.13.

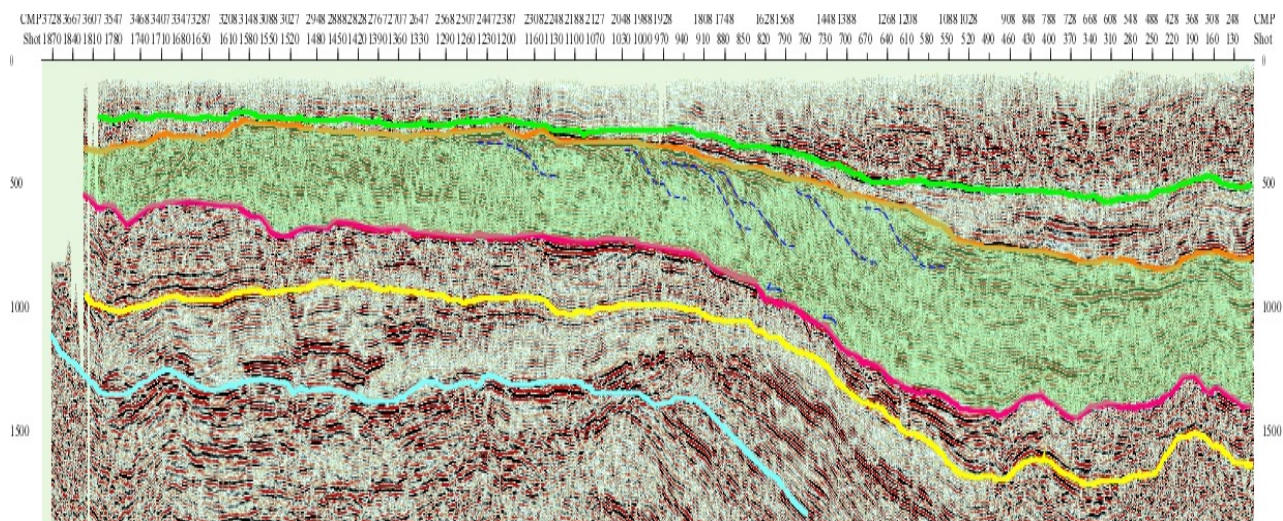


Figura 3.B.13 Configuración sísmica de los Conglomerados de La Mojarra (color verde). La línea TB-91-1130 (ver Anexo 3.25) muestra el acunamiento de la Formación, resaltada con el polígono verde, hacia el paleoalto de Condoto. Las flechas en color blanco resaltan los *onlaps* sobre la base de la Formación. Al final de la secuencia se observa la presencia de reflectores fuertes interpretados como secuencias arenosas que marcan el final de la subsidencia.

## B. Formación Condoto.

Esta Formación marca el final de la depositación de la unidad tectónico estratigráfica 2. Su espesor es variable y se desarrolla a partir de una discordancia en la base. Internamente está conformada por reflectores poco continuos, de moderada amplitud, planoparalelos y aumentando de espesor en dirección este hacia el oeste.

Las características sísmicas descritas se asocian con la litología definida para esta unidad donde la gran presencia de intercalaciones limolitas y areniscas finas corresponden a la parte final de relleno de la Cuenca en esta etapa de subsidencia.



Estructuralmente esta formación se presenta principalmente en los ejes de pliegues sinclinales y solo son deformados levemente por fallas recientes que en la mayoría de los casos no llegan a superficie.

En la Figura 3.B.14 se observan las principales características de esta Formación.

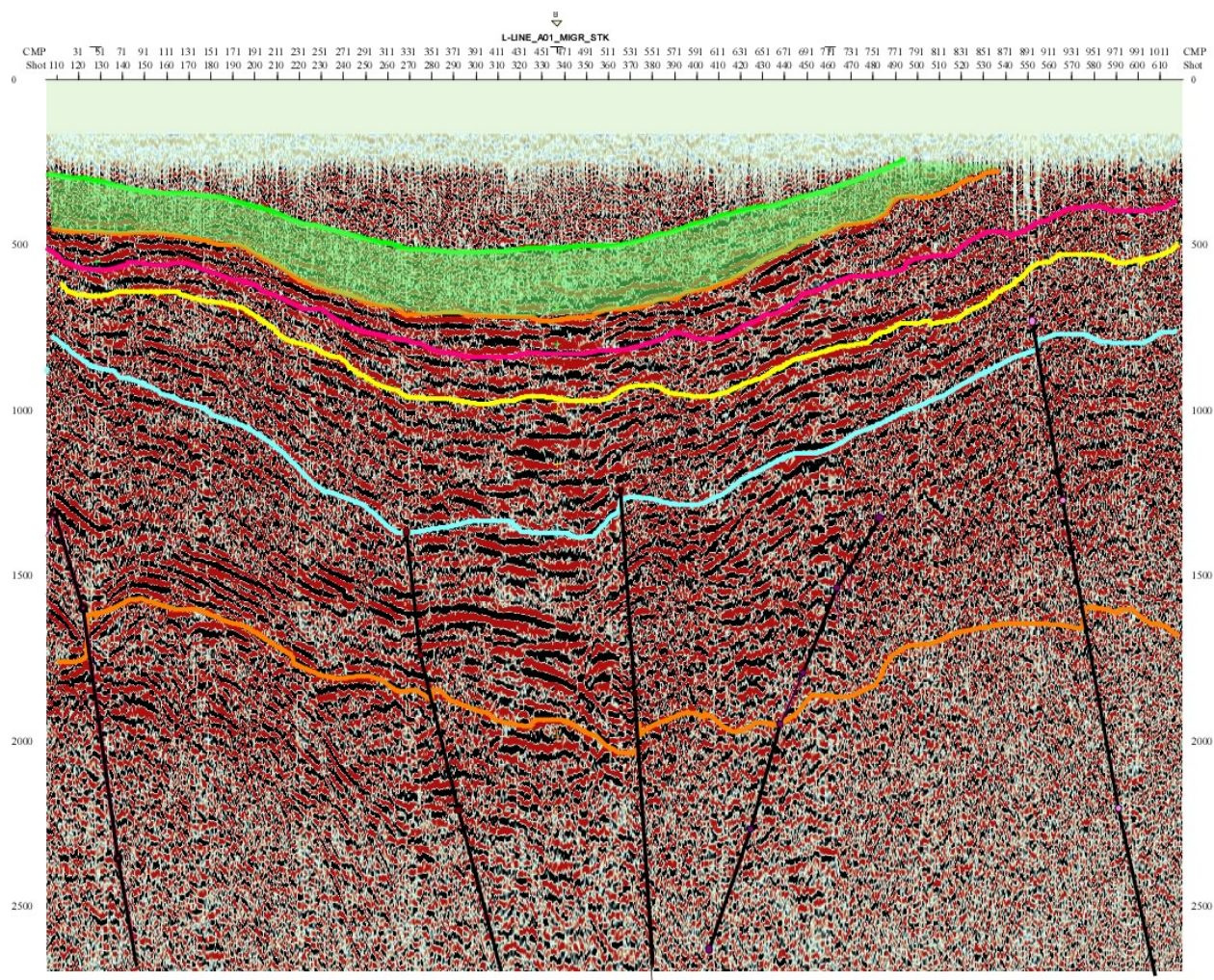


Figura 3.B.14 Configuración sísmica de la Formación Condoto. La línea SJ-81-2400 (ver Anexo 3.06) muestra las características sísmicas de la Formación Condoto (polígono en amarillo) y su relación con las unidades infrayacentes. Como se observa, las fallas inversas en estructuras en flor son muy recientes y apenas si han alcanzado a plegar las secuencias superiores.

### **3.B.3.3 Unidad Tectónico Estratigráfica 3**

Esta unidad tectónico estratigráfica no registra importancia mayor en cuanto a los eventos sedimentarios asociados sino mas bien se define en este análisis como la unidad en donde se generan los eventos de levantamiento y plegamiento de la cuenca.

Como se puede apreciar en la Figura 3.4.5 las estructuras asociadas al ensamblaje de la Serranía del Baudó generan el tipo de fallas en flor como resultado de los movimientos de rumbo que éstas asocian.

## 4. MARCO TECTÓNICO REGIONAL DE LAS CUENCAS ATRATO Y SAN JUAN

La formación y desarrollo de las Cuencas Atrato y San Juan están enmarcadas por una secuencia de eventos que esquemáticamente están representados en la Figura 4.1. La caracterización geológica de cada uno de ellos es aún deficiente debido a la ausencia de datos suficientes, tanto geológicos como geofísicos. Sin embargo, la información hasta hoy disponible evaluada dentro de un análisis regional, permite reconocer con suficiente claridad los eventos que originan elementos tectónicos como:

### **4.1. La Sutura Garrapatas-Dabeiba (Edad: Post-Cretáceo Tardío)**

La edad más joven de las rocas presentes en el Grupo Cañasgordas, entendido como Terreno Cañasgordas, datan del Cretáceo Tardío (Maastrichtiano). La acreción continental provocada por la colisión del Terreno Cañasgordas está documentada por la Sutura Garrapatas-Dabeiba, de edad Post-Maastrichtiano, seguramente Paleoceno. Este evento tiene manifestaciones magmáticas discretas, debido posiblemente a un estilo de subducción tipo *chileno* regente a la fecha.

### **4.2. La Sutura San Juan-Sebastián (Edad: Eoceno)**

El segundo evento tectónico de importancia regional es el arribo del Terreno El Paso (\*) controlado por el Sistema de Fallas o Sutura San Juan-Sebastián. Durante el proceso de subducción se genera el arco magmático de Mandé, fechado entre 54 y 49 Ma. A medida que se genera la sutura San Juan-Sebastián, la Cuenca forearc Atrato se desarrolla, abierta a un mar occidental, el Pacífico.

---

(\*)La placa oceánica El Paso está representada por la Serranía de Baudó y El Complejo El Paso que aflora en el Alto Istmina-Condoto (ver Anexo 2.03). Ésta consiste de basaltos Mg-teléticos, diabasas e intercalaciones de chert y lodositas. Las relaciones Cr/Y y Ti/Zr sugieren un origen oceánico MORB (Mid-Ocean Ridge Basalts), según las descripciones de BGR-INGEOMINAS; 1990.

### **4.3. Evento Baudó (Edad 8-4 Ma ?)**

Las edades sugeridas para este tercer evento son supuestas; de hecho, los mecanismos que propician la aparición de la Serranía de Baudó como elemento geotectónico destacado, son inciertos y sin embargo, son los que conducen a la formación del margen occidental y cierre de la Cuenca Atrato. Los datos utilizados dentro de este estudio no son suficientes para explicar con certeza la existencia de Baudó justo donde se encuentra en la actualidad. Baudó es sin duda un grupo de rocas alóctonas traídas por el constante movimiento de la placa oceánica en dirección continental. Una posible explicación que puede darse a la actual Serranía de Baudó es la siguiente:

La placa oceánica (El Paso) que estaba subduciendo y que propició el magmatismo de Mandé, siguió subduciendo hasta el momento en el que la relación de densidades y consiguiente flotabilidad frena el proceso, disminuye sustancialmente la velocidad de subducción y la placa oceánica se flexiona. Este mecanismo es ayudado por el creciente y rápido aumento de sedimentos y carga litostática en el forearc.

Como hechos relevantes que califican la secuencia de eventos tectónicos descritos, deben tenerse en cuenta los siguientes:

- a. El basamento de la Cuenca San Juan está constituido por el Terreno Cañasgordas y presenta una textura gravimétrica-magnetométrica distinta de la observada en el basamento de la Cuenca Atrato.
- b. El basamento de la Cuenca Atrato está constituido por el Terreno El Paso, que aflora en el Alto Istmina-Condoto.
- c. La Cuenca San Juan está delimitada por dos importantes suturas, sistemas de fallas transcurrentes (Garrapatas-Dabeiba y San Juan-Sebastián) subparalelas que seguramente controlan todo el proceso sedimentario (¿desde el Oligoceno?), dando origen a un sistema deltáico que progresa en dirección nororiente-suroccidente.
- d. Es evidente que la colisión tanto del Terreno Cañasgordas como del Terreno El Paso es inicialmente ortogonal pero en el transcurso de la migración tectónica se produce una rotación hacia el nor-occidente, liberando parte de la energía de

subducción y dando lugar al desarrollo del Arco Chocó-Panamá, entendido en su expresión morfoestructural hoy. Esa rotación esta atestiguada por la existencia de fallas de desgarre “tear faults” y alineamientos con tendencia oriente-occidente y la progresiva orientación suroccidente-nororiente a suroriente-noroccidente de ejes anticlinales cartografiados en el flanco occidental, tanto en la Cuenca Atrato como en su prolongación en Panamá.

- e. La aloctonia del Terreno Cañasgordas y de la Serranía de Baudó señalada por Estrada (1995) mediante análisis paleomagnético, se confirma dentro del análisis tectónico del presente estudio.

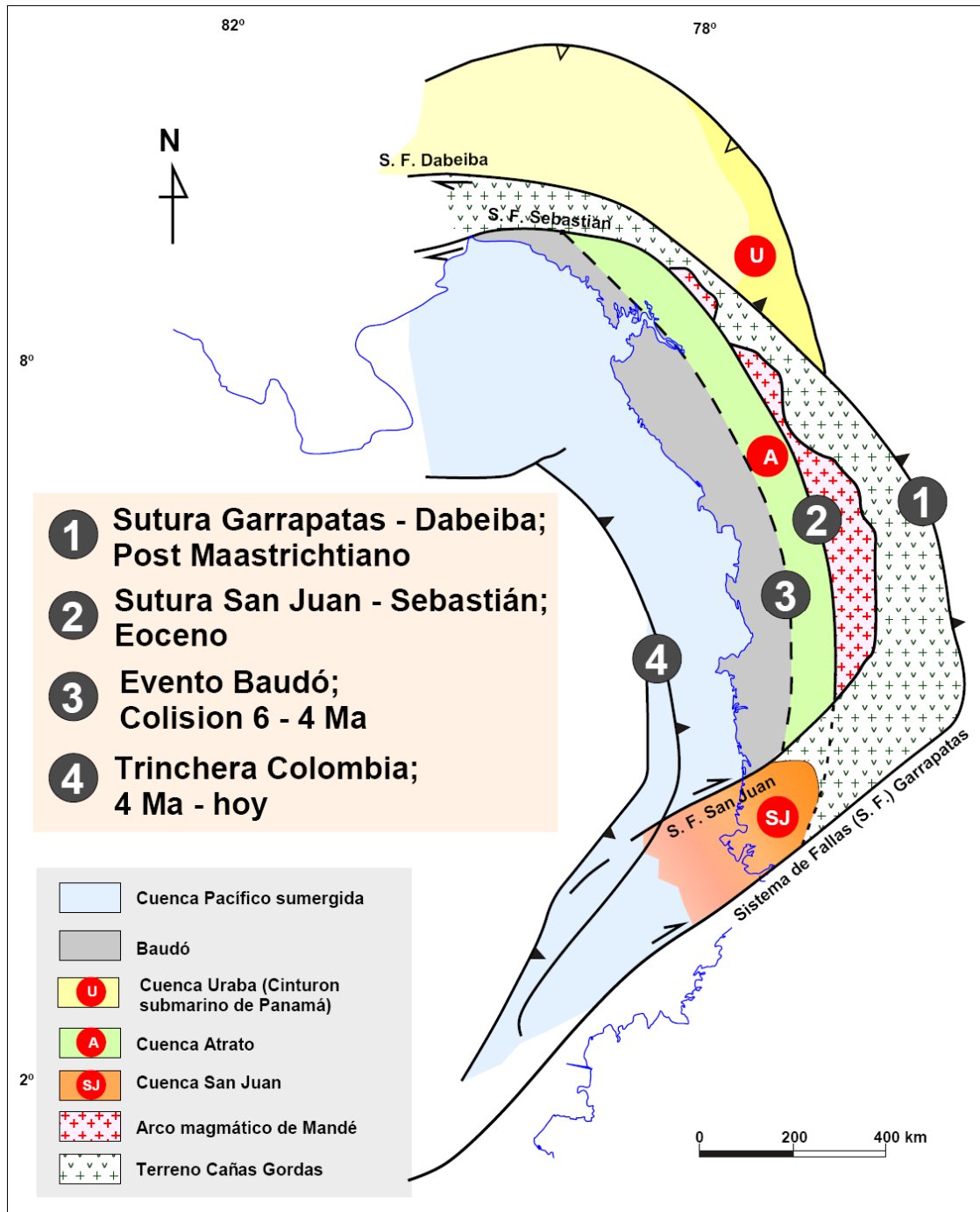


Figura 4.1. Marco geotectónico regional del Arco Chocó y las Cuenas Atrato, San Juan y Urabá.

## **5. ANÁLISIS GEOQUÍMICO**

### **5.A. Introducción**

La presencia de rezumaderos activos tanto en la Cuenca San Juan como en la Cuenca Atrato es indicador de la generación y migración de crudo y de la existencia de por lo menos dos sistemas petrolíferos. Con el propósito de evaluar estos sistemas petrolíferos se realizó una reinterpretación de toda la información disponible con el objeto de caracterizar geoquímicamente las probables rocas generadoras, correlacionándolas con el crudo encontrado en rezumaderos y simular los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos en las dos cuencas.

A pesar de que los resultados de los modelos de generación y expulsión en las dos Cuencas nos abren las puertas a expectativas de generación muy favorables, es indiscutible que el problema más relevante en el avance del conocimiento de estas dos Cuencas es la escasa información de campo (levantamiento de columnas y muestreo de rezumaderos) que sirva para analizar, caracterizar e identificar plenamente estos sistemas activos; acompañada de modelos geoquímicos más completos y alimentados con más y mejor información.

### **OBJETIVOS**

#### **Cuenca San Juan**

- Recopilar y evaluar la información geoquímica existente de la Cuenca
- Evaluar el potencial generador de la Formación Iró con base en los resultados de análisis geoquímicos de roca (muestras de afloramiento)
- Correlacionar el crudo proveniente de los rezumaderos encontrados en la región con las muestras de roca de afloramiento (Formación Iró)
- Simular los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos en las Cuencas San Juan-Atrato

#### **Cuenca Atrato**

- Recopilar y evaluar la información geoquímica existente de la Cuenca
- Proponer una posible roca generadora en términos de ambiente de deposición.



- Caracterizar de manera muy generalizada las probables rocas generadoras con base en algunos datos de pozo disponibles.
- Simular los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos en la Cuenca sustentándonos en un escenario hipotético factible.

## **5.B. Recopilación y evaluación de la información**

Se recopilaron alrededor de 60 documentos en formato PDF de los cuales 19 contenían algún tipo de información geoquímica; la mayoría de estos informes repite la información basándose en trabajos anteriores. A partir de esta información se elaboró una tabla tipo documento especificando el título, autor, empresa, año, resumen cuando se trata de información geoquímica, y tipo de información encontrada (Anexo 1). Adicionalmente, se elaboró un mapa de la caracterización generalizada de las Cuencas San Juan y Atrato basándonos en esta información. Anexo 5.01

## **5.C. Cuenca San Juan**

### **5.C.1. Caracterización geoquímica**

La caracterización de roca fuente se realizó a partir de cincuenta y siete (57) muestras de roca de afloramiento que fueron recolectadas al sur del municipio de Tadó dentro de las columnas estratigráficas levantadas en las Quebradas Aguas Claras, La Cuelga, Profundo, San Bernabé y Río Mongarra; trabajo de campo preliminar del proyecto titulado "CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LAS ROCAS DEL INTERVALO PALEOCENO-OLIGOCENO, CUENCA DE SAN JUAN (CHOCÓ)" por Miguel Mera Pedraza y Alexander Piragua Alarcón, Noviembre del 2000. (Figura 5.D.2).

De las 57 muestras recolectadas para definir el potencial generador y el nivel de madurez de la secuencia, 21 pertenecen a la Unidad Iró Superior, 16 a Iró Medio y 20 a Iró Inferior; adicionalmente, las muestras fueron sometidas a análisis de pirólisis y carbono orgánico total (TOC). Anexo 2.





### 5.C.1.1 Parámetros de interpretación

La evaluación y caracterización de la roca fuente se llevó a cabo mediante el análisis de los parámetros de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica. Tablas 5.D.1., 5.D.2. y 5.D.3.

|                     | Organic Matter |                             |                           |
|---------------------|----------------|-----------------------------|---------------------------|
| Petroleum Potential | TOC (wt.%)     | Rock – Eval S <sup>1a</sup> | Pyrolysis S <sup>2b</sup> |
| Poor                | 0 – 0.5        | 0 – 0.5                     | 0 – 2.5                   |
| Fair                | 0.5 – 1        | 0.5 – 1                     | 2.5 – 5                   |
| Good                | 1 – 2          | 1 – 2                       | 5 – 10                    |
| Very Good           | 2 – 4          | 2 – 4                       | 10 – 20                   |
| Excellent           | > 4            | > 4                         | > 20                      |

Tabla 5.D.1. Parámetros geoquímicos que describen el potencial petrolero (cantidad) de una roca inmadura

| Kerogen Type        | HI TOC (mg HC/g) | S2 / S3 |
|---------------------|------------------|---------|
| I                   | > 600            | > 15    |
| II                  | 300 – 600        | 10 – 15 |
| II/III <sup>b</sup> | 200 – 300        | 5 – 10  |
| III                 | 50 – 200         | 1 -5    |
| IV                  | < 50             | < 1     |

Tabla 5.D.2. Parámetros geoquímicos que describen el tipo de kerógeno (calidad).

|                                   | Maturation |           | Generation                 |                    |
|-----------------------------------|------------|-----------|----------------------------|--------------------|
| Stage of Thermal Maturity for Oil | Ro (%)     | Tmax (°C) | Bitumen TOC <sup>b</sup> / | Pic [S1 / (S1+S2)] |
| Immature                          | 0.2 – 0.6  | < 435     | 1.5 – 2.6                  | < 0.10             |
| Mature                            |            |           |                            |                    |
| Early                             | 0.6 – 0.65 | 435 - 445 | 0.05 – 0.10                | 0.10 – 0.15        |
| Peak                              | 0.65 -0.9  | 445 – 450 | 0.15 – 0.25                | 0.25 – 0.40        |
| Late                              | 0.9 – 1.35 | 450 – 470 | -                          | > 0.40             |
| Postmature                        | > 1.35     | > 470     | -                          | -                  |

Tabla 5.D.3. Parámetros geoquímicos que describen el nivel de maduración termal.

### 5.C.2. Madurez térmica

El nivel de madurez para la sección completa (Unidades Iró Superior, Medio e Inferior) presenta un promedio Tmax de 435°C que la describe como inmadura, muy cerca de entrar en ventana de generación de aceite. (Figura 5.D.3).

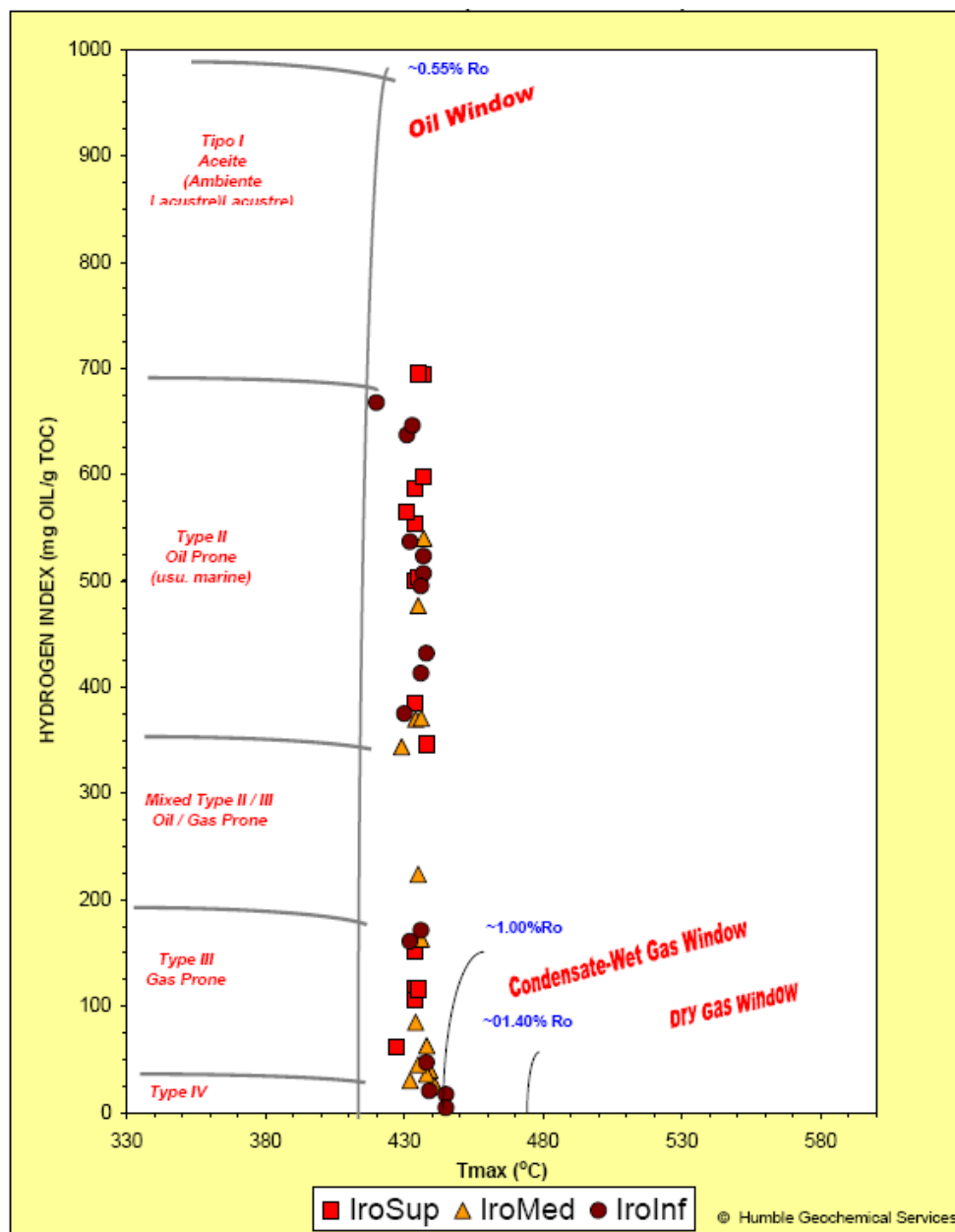


Figura 5.D.3. Diagrama Tmax vs. Índice de Hidrógeno

### 5.C.3. Contenido orgánico

La Unidad Iró Superior presenta valores de TOC que varían de 0,12 a 23,95% con un promedio de 7,55% que lo ubican en el rango de excelente; la unidad Iró medio presenta un promedio en TOC de 2,12% que la ubica en el rango de bueno y la Unidad Iró Inferior presenta un promedio de 4,77% que la ubica en un rango de excelente. Es importante anotar que se reconocen dentro de la secuencia por lo menos cuatro intervalos con excelente potencial generador en términos de contenido de materia orgánica. (Figura 5.D.4).

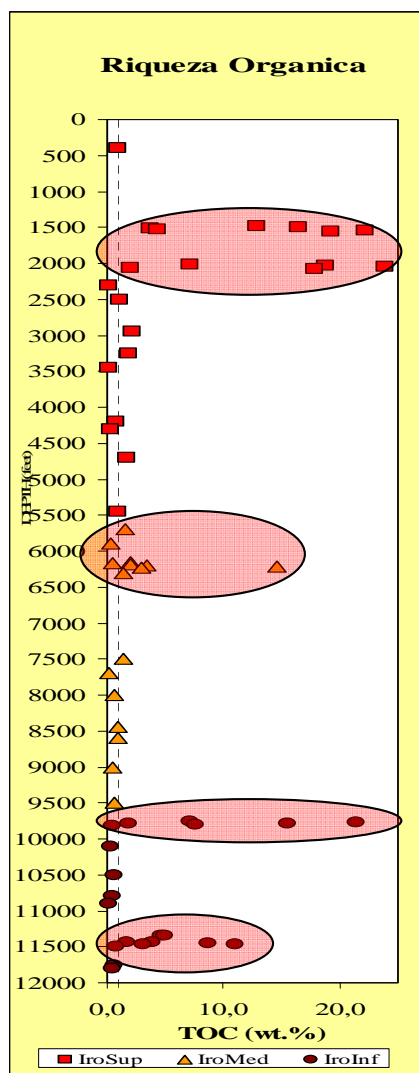


Figura 5.D.4. Perfil geoquímico de contenido orgánico

#### 5.C.4. Tipo de Kerógeno

El contenido promedio en el Índice de Hidrógeno (IH) para la Unidad Iró superior es de 405 mg HC/gr TOC, indicando un predominio de Kerógeno tipo II; para la Unidad Iró Medio el contenido promedio en el IH es de 201 mg HC/gr TOC, indicando un predominio de Kerógeno tipo III y el contenido promedio en el Índice de Hidrógeno para la Unidad Iró Inferior es de 332 mg HC/gr TOC, indicando un predominio de Kerógeno tipo II. En general para toda la secuencia se observa predominio de Kerógeno tipo II y III. (Figura 5.D.5).

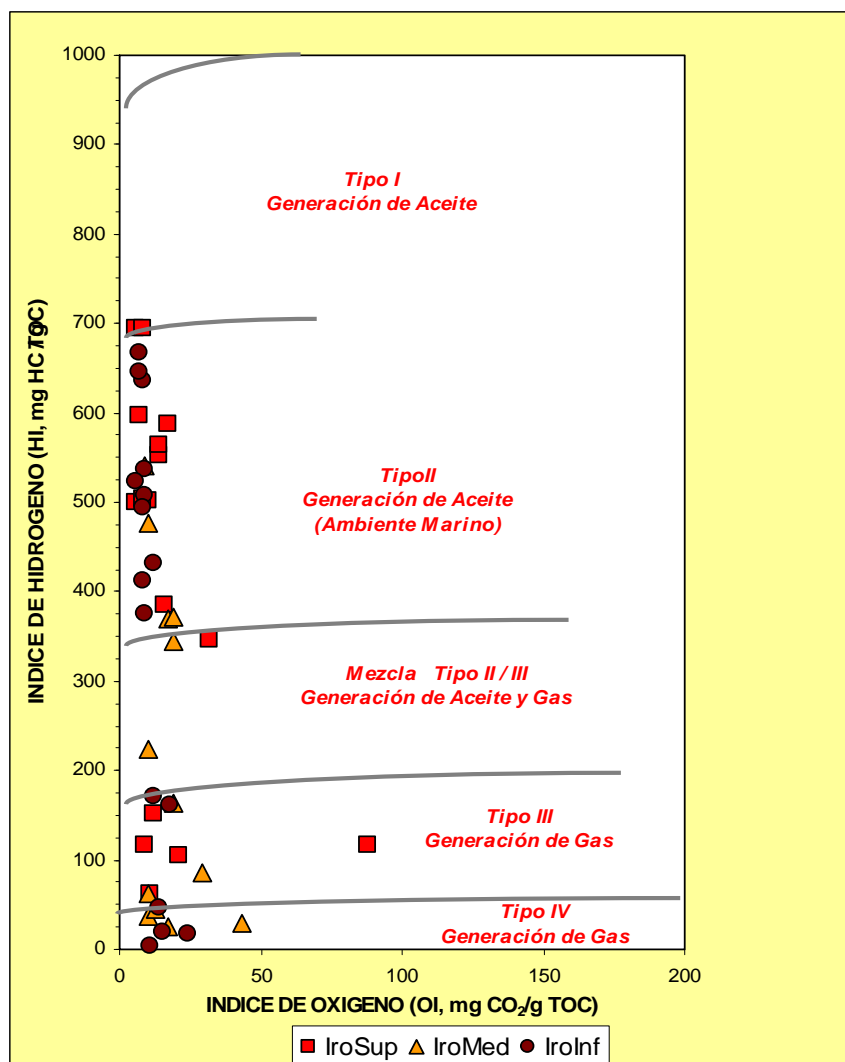


Figura 5.D.5. Diagrama de Van Krevelen



### 5.C.5. Potencial generador

La Unidad Iró Superior presenta un potencial petrolífero (S1+S2) promedio de 39 mg Hc/gr de roca, situándola como excelente potencial; la unidad Iró Medio presenta un potencia petrolífero promedio de 9 mg Hc/gr de roca, situándola en potencial bueno y la unidad Iró Inferior presenta un potencial petrolífero promedio de 23 mg Hc/gr de roca, situándola en excelente potencial. En general relacionando el potencial genético (S1+S2) con el porcentaje de contenido orgánico, las muestras de la Formación Iró (superior, Medio e Inferior) presentan un potencial generador de favorable a excelente. (Figura 5.D.6).

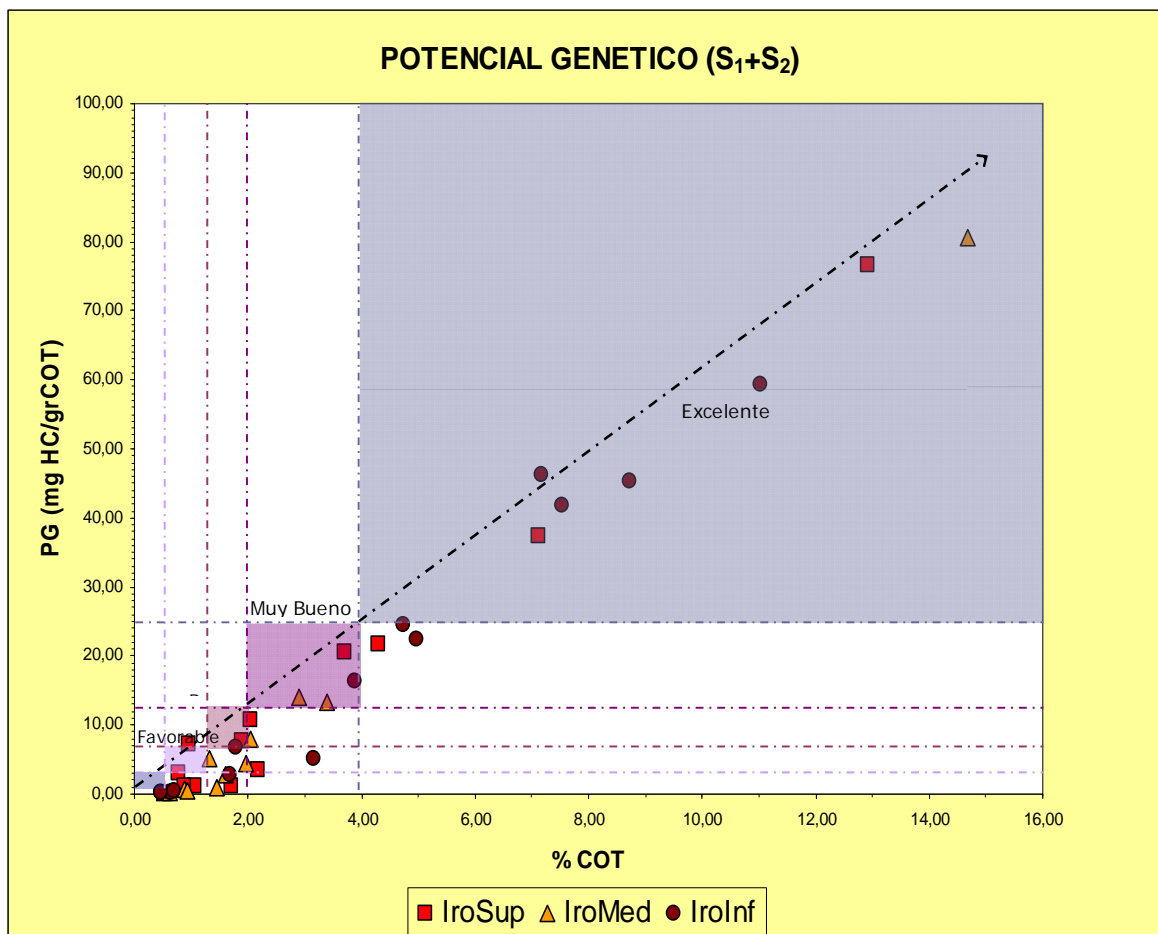


Figura 5.D.6. Potencial genético (S1+S2) vs % TOC.

#### **5.C.6. Correlación crudo-roca**

Se analizaron 7 extractos de roca de las muestras de afloramiento (dos de la Unidad Iró Superior, dos de la Unidad Iró Medio y tres de la Unidad Iró Inferior) mediante pruebas de cromatografía líquida, gaseosa y gaseosa acoplada a la espectrometría de masas (GC-MS) con la finalidad de caracterizar el bitumen y correlacionarlo con los resultados de los análisis de 4 rezumaderos encontrados en la región (análisis de biomarcadores). Anexo 3. Los rezumaderos y el sitio de recolección de las muestras de afloramiento se encuentran ubicados al sur-este del municipio de Tadó. (Figura 5.D.7).

La correlación Crudo-Roca se llevó a cabo mediante la interpretación de los biomarcadores. A continuación se indican algunas de las características más importantes de estos fósiles moleculares:

- ✓ Son compuestos orgánicos complejos, formados por C, H, y otros elementos
- ✓ Se encuentran en crudos, bitúmenes y rocas
- ✓ No muestran cambios en su estructura en comparación con la que tenían los organismos vivientes
- ✓ Son compuestos del tipo pristano, fitano, estéranos, triterpanos y porfirinas
- ✓ Se analizan usando una técnica de cromatografía de gases acoplada a un espectrómetro de masas



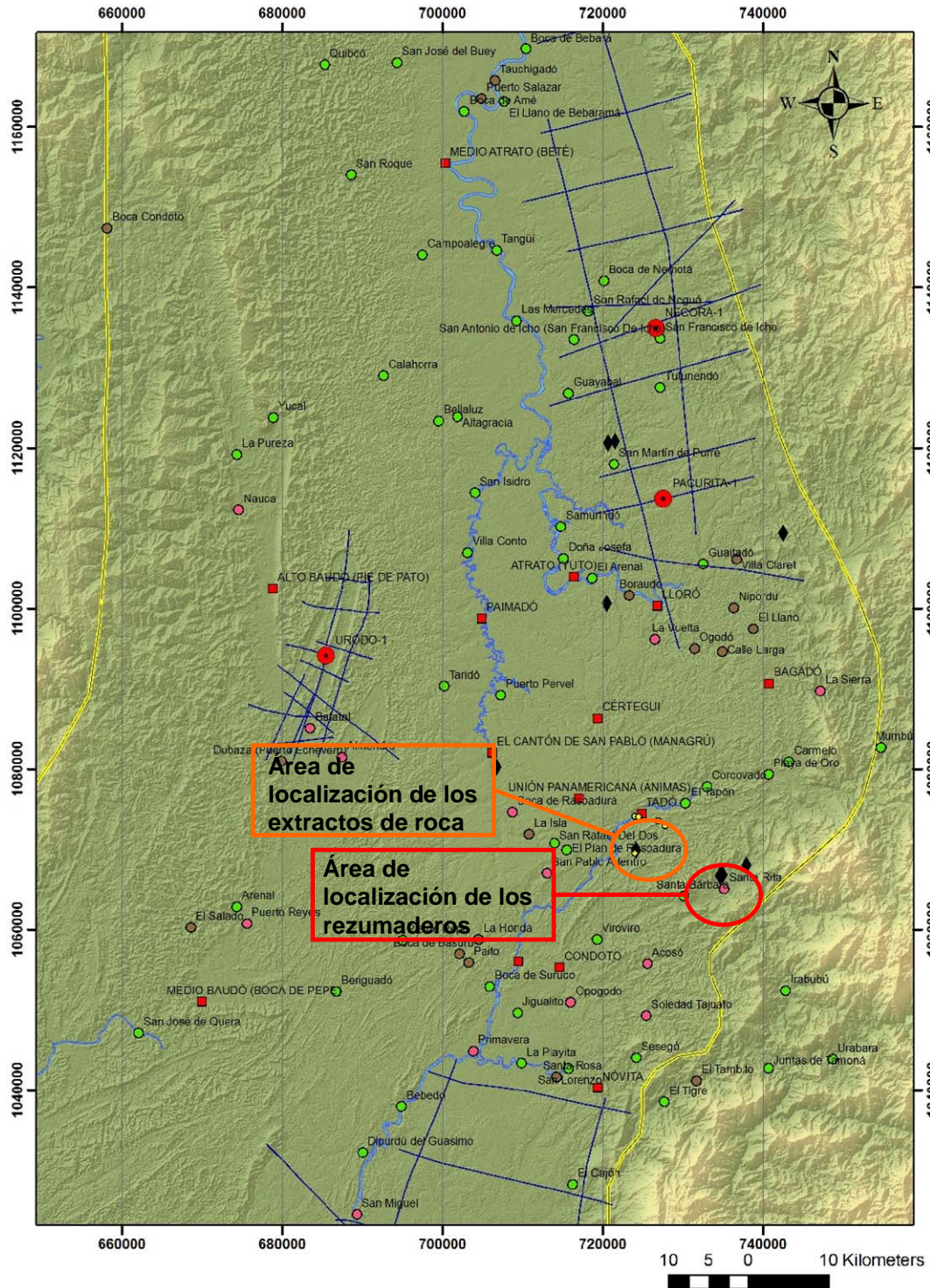


Figura 5.D.7. Mapa de localización del área de estudio.

### 5.C.6.1. Determinación de biodegradación en los crudos de rezumadero

Los crudos de rezumadero fueron evaluados por cromatografía líquida con la finalidad de cuantificar los contenidos de saturados, aromáticos y compuestos NSO que reflejan en parte la naturaleza de la materia orgánica de la roca madre, pero principalmente el grado de madurez de crudo y la intensidad de procesos de alteración post-expulsión. (Figura 5.D.8).

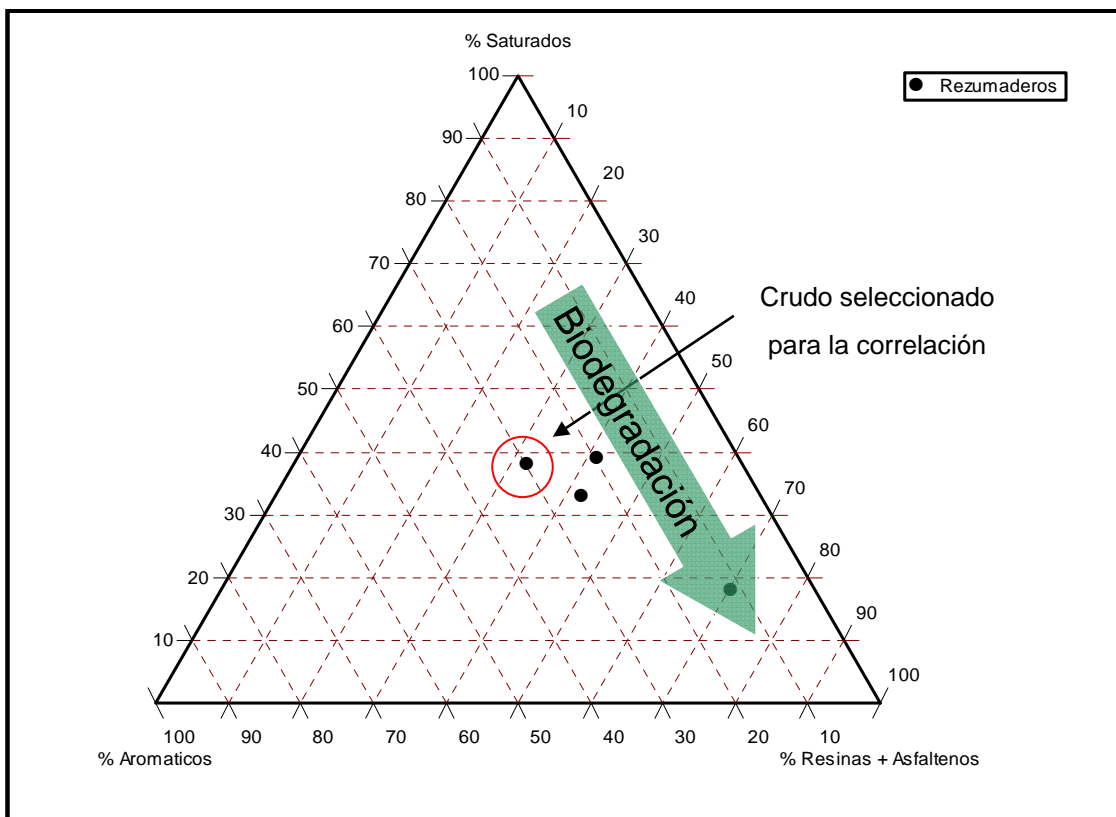


Figura 5.D.8. Diagrama triangular de las facciones de crudo.

Con base en este análisis se determinó cual era el crudo menos biodegradado por tener el valor más bajo de la fracción de resinas y asfaltenos, y relativamente alto en saturados. El crudo seleccionado corresponde con un crudo poco biodegradado encontrado en la Quebrada El Padre con ID= QP-I-07. Los datos de este crudo fueron usados para la correlación crudo-roca, ya que presentan el menor grado de alteración de sus características originales por biodegradación.

### 5.C.6.2. Determinación de ambiente de depositación

La determinación del ambiente de depositación de las rocas generadoras de la Formación Iró (extractos de roca) y la roca madre del aceite de rezumadero se hizo con base en biomarcadores característicos.

La relación Diasteranos/Esteranos se incrementa en ambientes marino continentales siliciclásticos o proximales (deltáico), donde el aporte de arcillas aumenta la proporción de diasteranos; mientras que la relación  $Ts/Tm$  es indicativo de ambientes siliciclásticos y /o mayor grado de evolución térmica.

En este caso el crudo de rezumadero seleccionado correlaciona perfectamente con los extractos en relaciones  $< 1$  Diasteranos /Esteranos y  $Ts/Tm < 1$ , lo que indicaría un ambiente de depositación marino con influencia carbonática. (Figura 5.D.9).

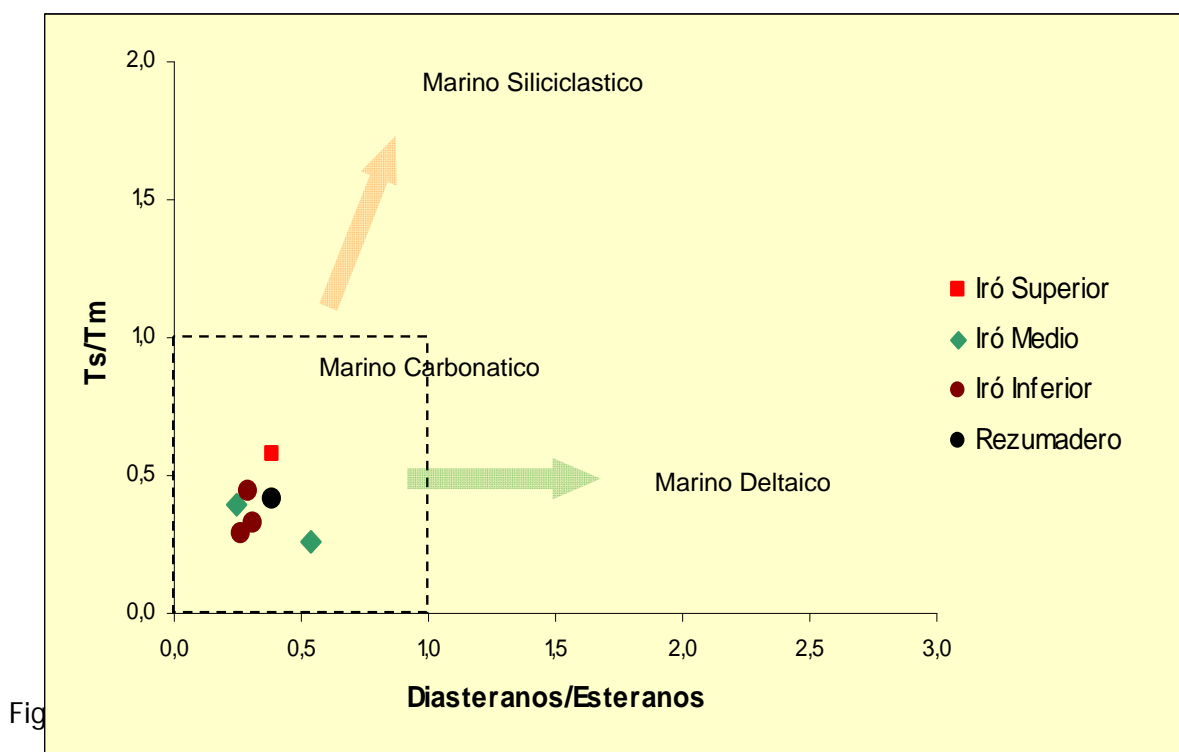


Figura 5.D.9. Relaciones de biomarcadores indicadores de ambiente de depósito.

La proporción alta de C29 esteranos esta relacionada con ambientes marinos proximales donde hay gran contribución de plantas superiores, mientras que la abundancia de C27 esteranos se relaciona con ambientes marinos con mayor contribución de plankton.

El crudo de rezumadero y los extractos estudiados vuelven a mostrar una excelente correlación respecto a estas relaciones de biomarcadores e indican que las rocas generadoras no fueron depositadas en ambientes proximales sino de plataforma con una mayor contribución de plankton. (Figura 5.D.10).

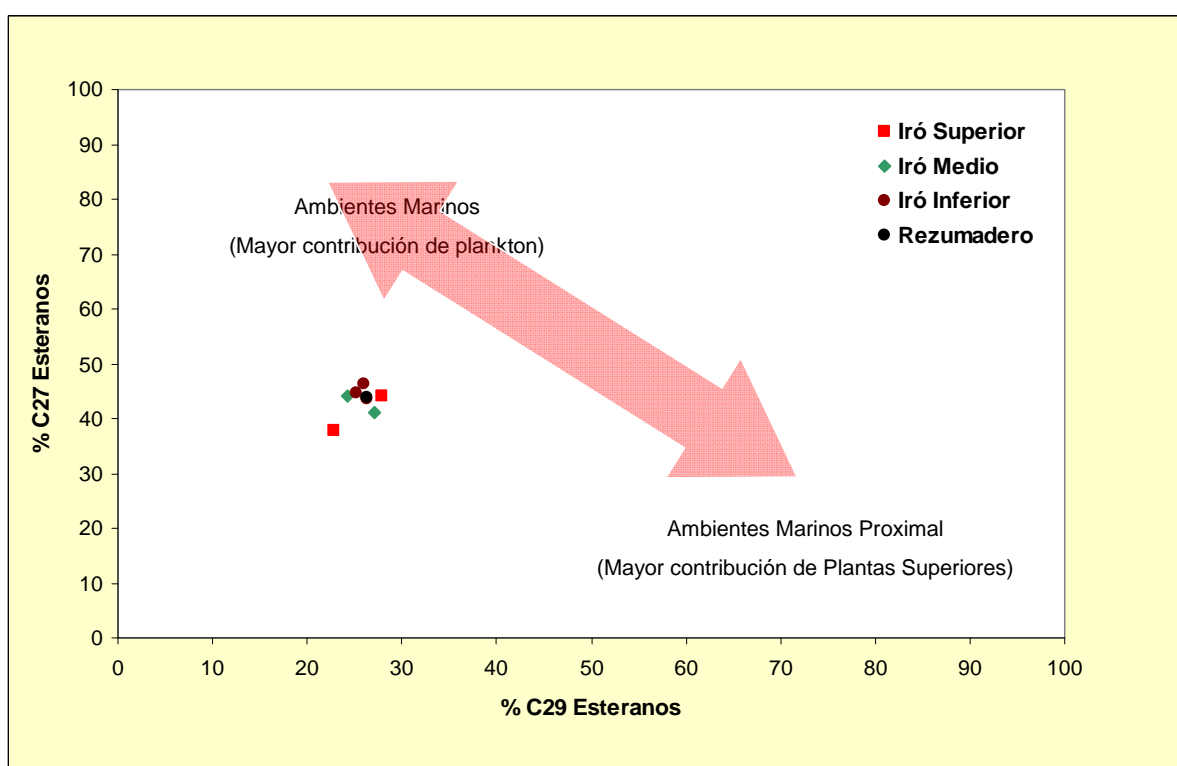


Figura 5.D.10. Relaciones de biomarcadores indicadores de ambiente de depósito.

### 5.C.6.3 Condiciones óxicas vs anóxicas en el ambiente de depósito

Las relaciones altas de C35/C34 Hopanos >1 son características de ambientes hipersalinos anóxicos, pero en este caso la relación del crudo de rezumadero y los extractos de roca, a pesar de tener una buena correlación, presenta valores de esta relación <1, lo cual sugiere que el ambiente de depositación no fue totalmente anóxico. (Figura 5.D.11).

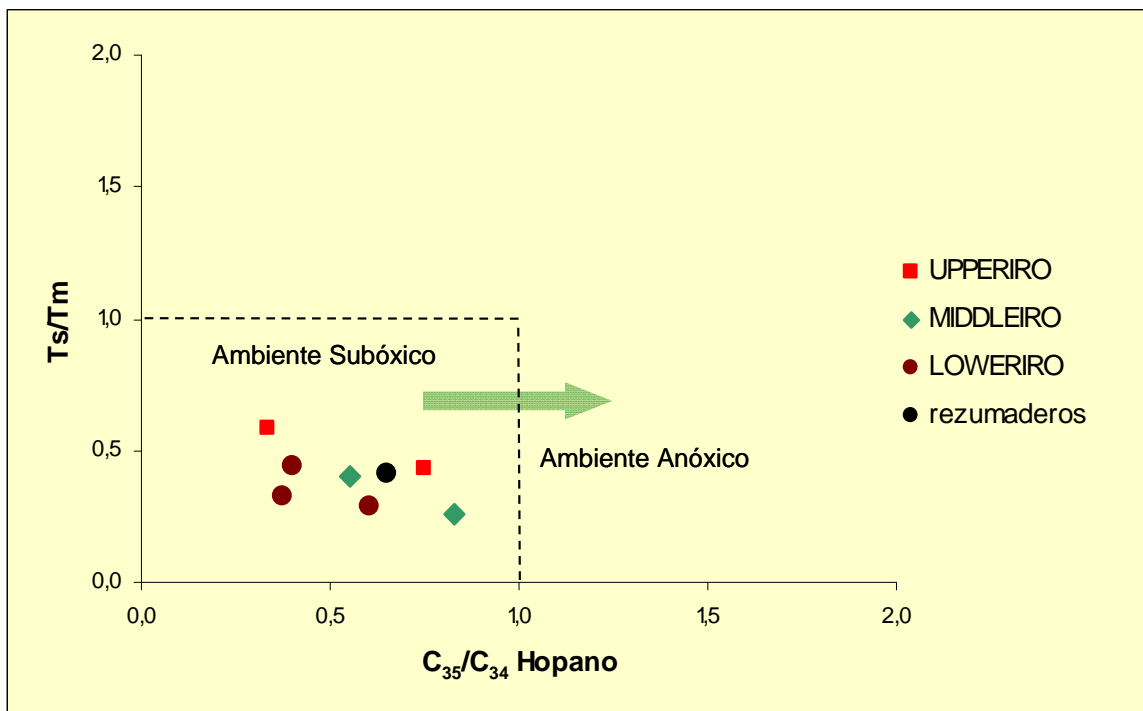


Figura 5.D.11. Relaciones de biomarcadores indicadores de anoxia.

Otro indicador importante de condiciones de alta anoxia y salinidad en el ambiente de depósito son las relaciones altas en Gamacerano/C30 Hopano; de manera que si se grafica con la relación C35/C34 Hopano es una excelente herramienta para determinar condiciones de anoxia. En este caso, las muestras del rezumadero y los extractos de afloramiento caen en una zona intermedia que indica un ambiente de depositación subóxico. (Figura 5.D.12).

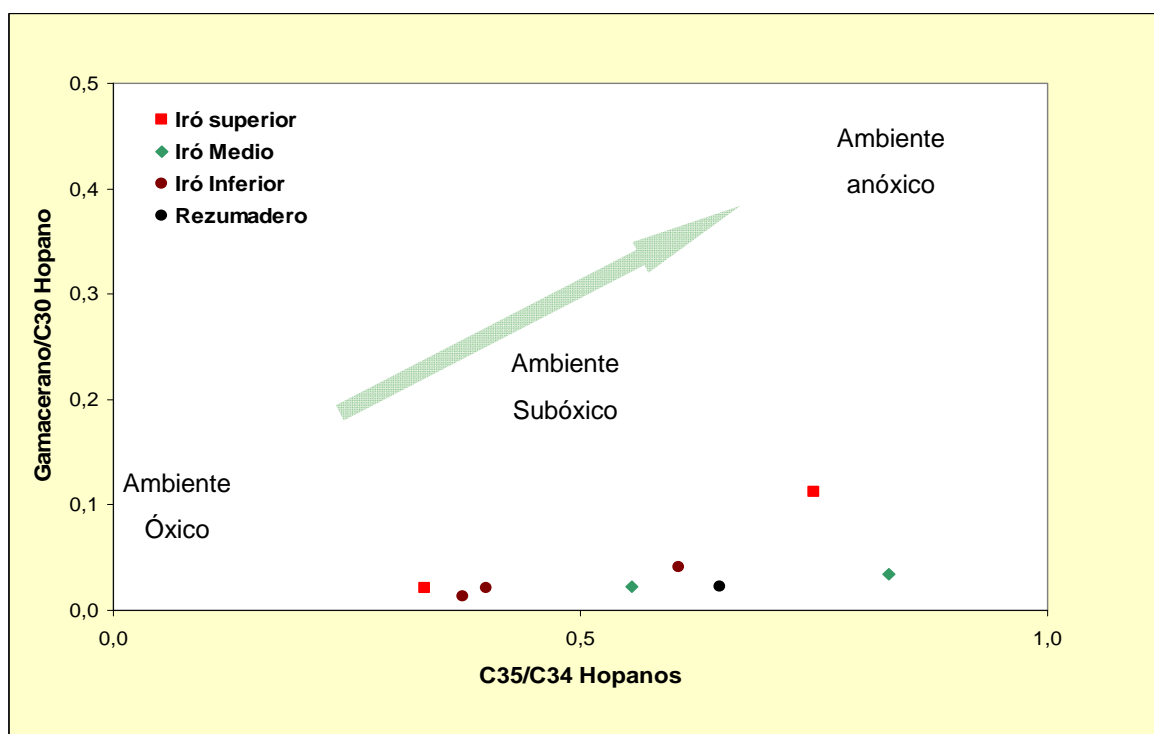


Figura 5.D.12. Relaciones de biomarcadores indicadores de anoxia.



### **5.C.7. Modelo de generación y expulsión de hidrocarburos**

Los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos fueron modelados con el software PetroMod 1D para la Formación Iró.

Con la finalidad de simular un punto (Pseudopozo San Juan) donde las rocas hubieran alcanzado profundidades importantes se escogió un punto sobre una línea sísmica interpretada y de mayor profundidad, amarrada al mapa de basamento construido para este trabajo. (Figura 5.D.13).

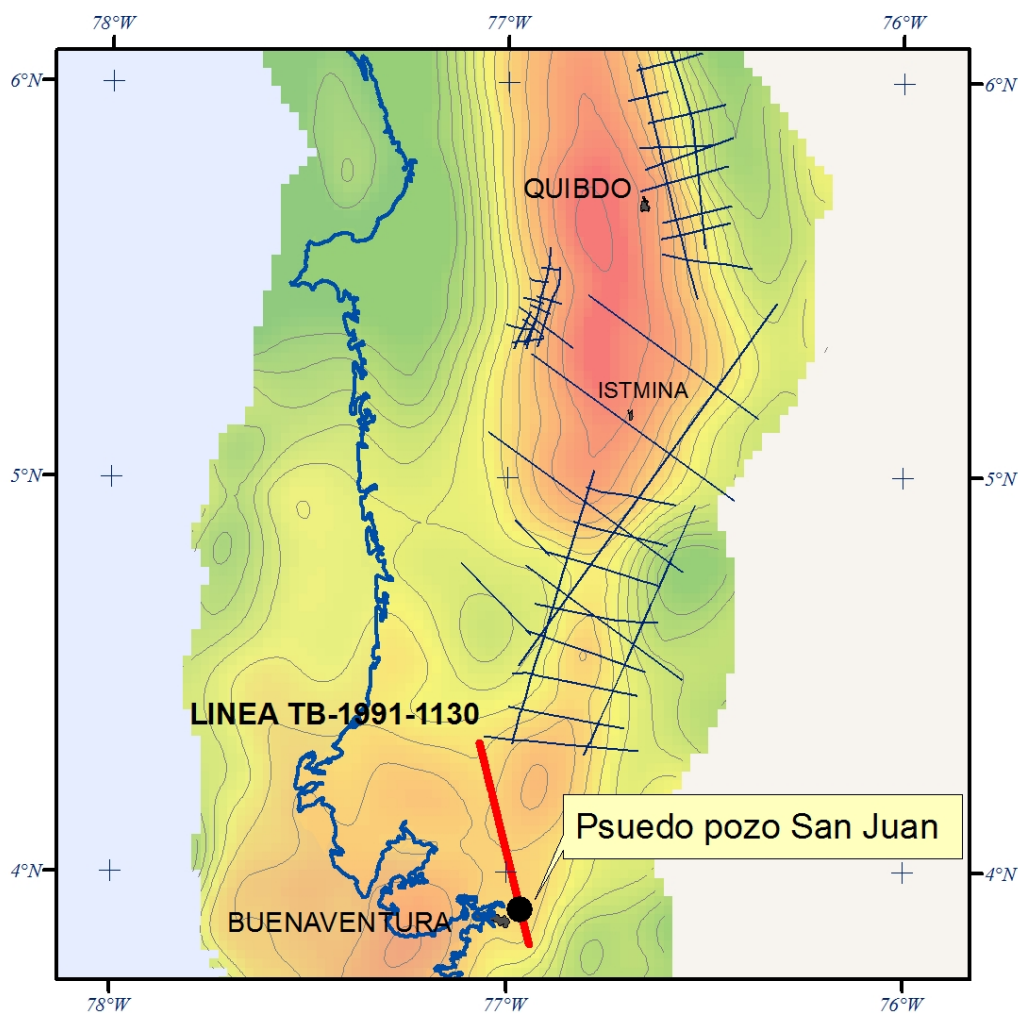


Figura 5.D.13. Ubicación del Pseudopozo San Juan.

La línea sísmica escogida para la localización del pseudopozo e interpretación de los límites cada unidad estratigráfica fue la TB-91-1130. (Figura 5.D.14).

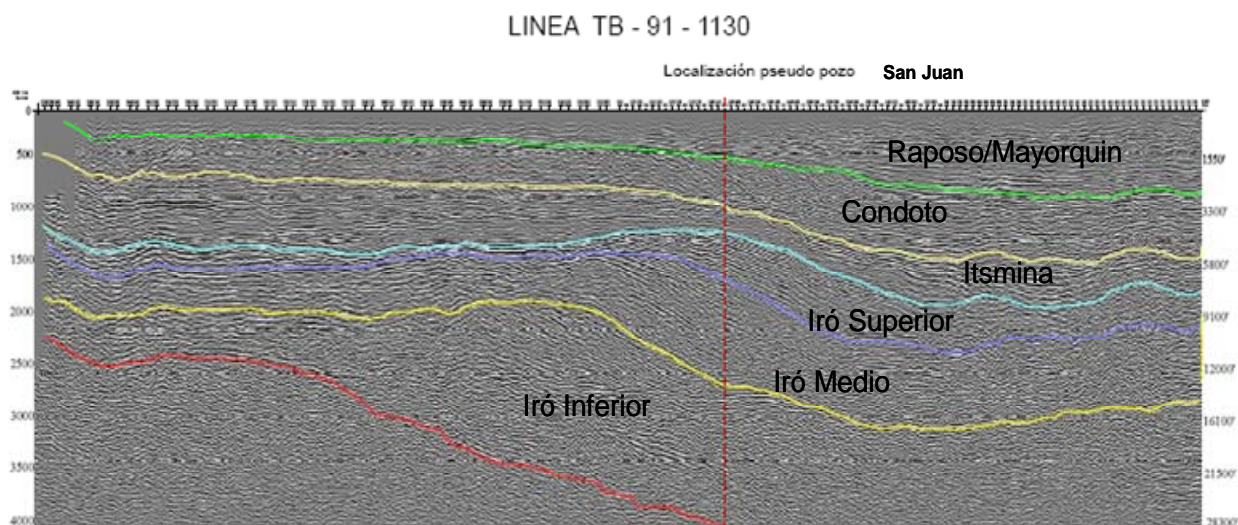


Figura 5.D.14. Línea sísmica TB-91-1130 (ver Anexo 3.25 y su localización Anexo 1.01).

#### 5.C.7.1. Modelo térmico

Debido a la ausencia de datos de madurez en la secuencia sedimentaria es difícil determinar una historia termal en la Cuenca, de manera que se usó un escenario conservador con una historia de flujo de calor constante ( $45 \text{ mw/m}^2$ ) característico de cuencas Terciarias; y el actual flujo de calor fue interpretado a partir de los datos de BHT de la Zona. (Figura 5.D.15).

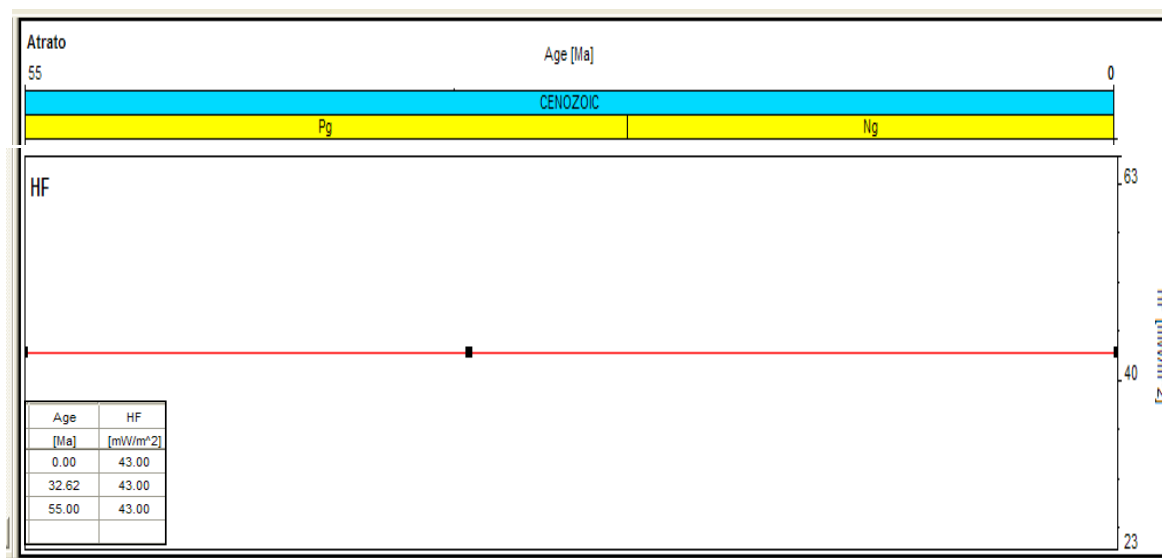


Figura 5.D.15. Historia de flujo de calor.



Los datos de BHT utilizados para generar el gradiente geotérmico actual y calibrar el modelo fueron los del pozo Urodó. (Figura 5.D.16).

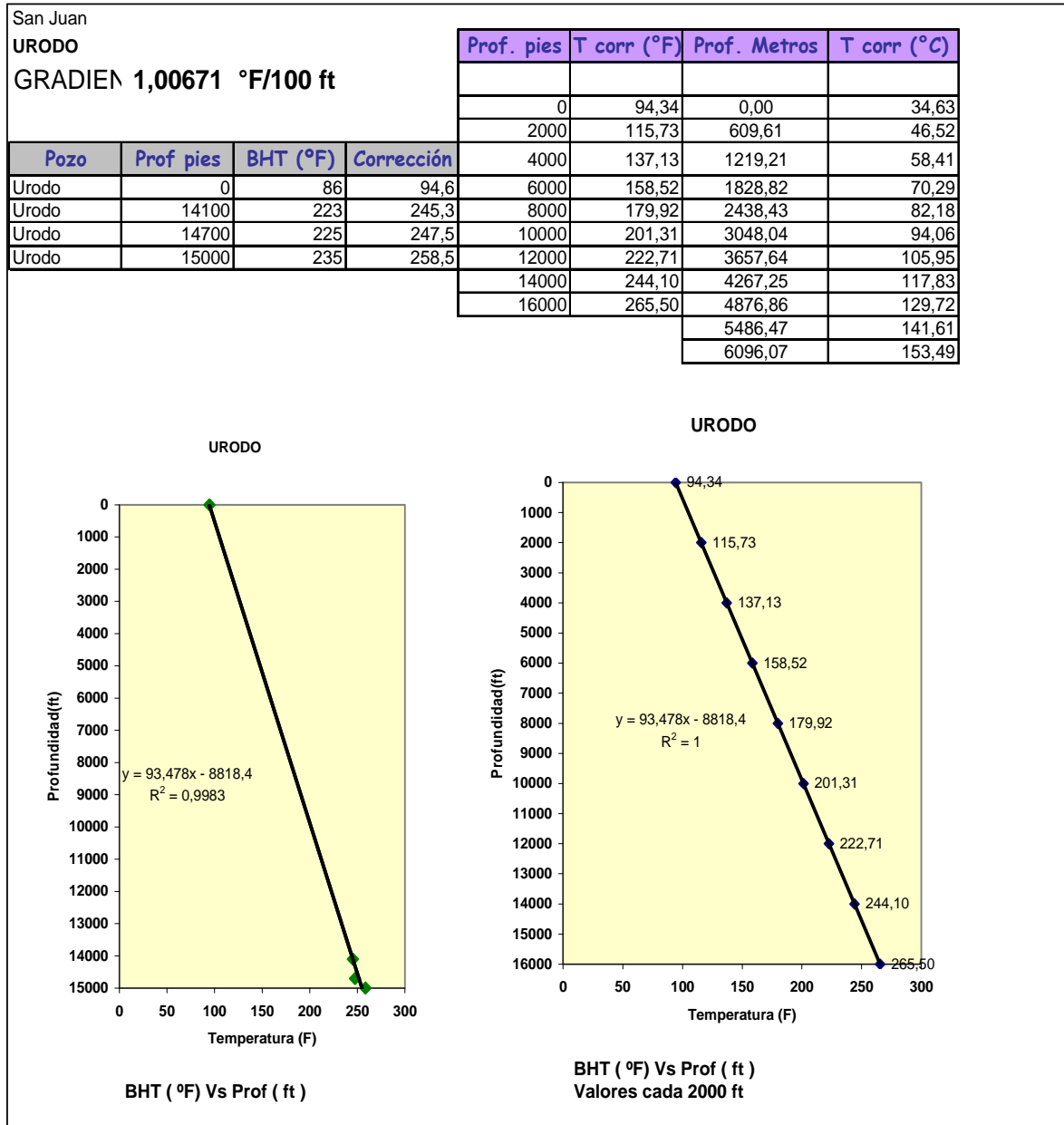


Figura 5.D.16. Datos de BHT y cálculo del gradiente termal.

De este modelo se obtienen gráficas de temperaturas esperadas (A) en la secuencia que fueron calibradas con el gradiente térmico actual calculado, curva del comportamiento de la madurez térmica en la secuencia (B), paleotemperaturas del intervalo C generador (D) y comportamiento de su madurez en el tiempo (E). (Figura 5.D.17).

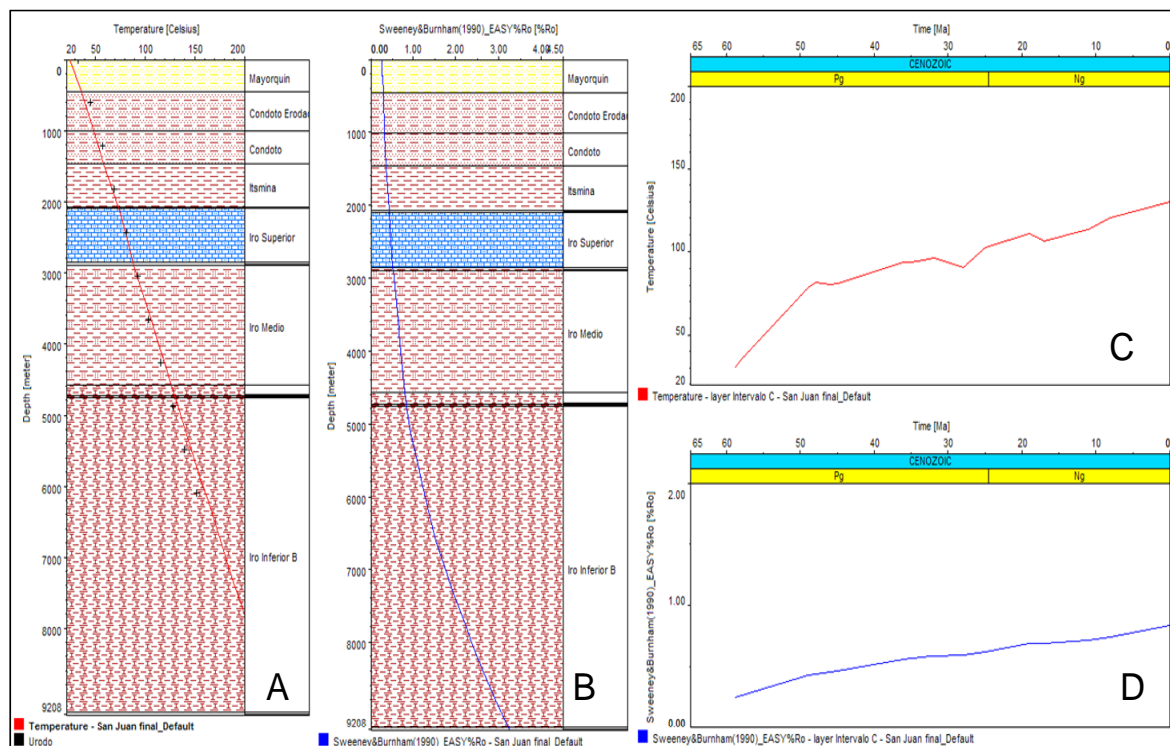


Figura 5.D.17. Curvas de calibración y temperatura y madurez en el tiempo.

### 5.C.7.2. Modelo geoquímico

De acuerdo a la caracterización geoquímica de roca en donde los intervalos generadores de la Formación Iró presentan un excelente potencial generador y además correlacionan muy bien con los crudos de rezumadero; se asumieron estas características geoquímicas válidas como datos de entrada para el modelo propuesto. (Figura 5.D.18).

|    | 1                 | 13    | 14                                | 15            |
|----|-------------------|-------|-----------------------------------|---------------|
|    |                   | TOC   | Kinetics                          | HI            |
|    | Name              |       |                                   |               |
|    |                   | [wt%] |                                   | [mg HC/g TOC] |
| 1  | Sediment Surface  |       |                                   |               |
| 2  | Mayorquin         | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 3  | Condoto Erodado   | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 4  | Condoto           | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 5  | Itsmína Erodado   | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 6  | Itsmína           | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 7  | Int A Erodado     | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 8  | Int A             | 13.00 | Behar_et_al(1997)_T2-S(MontSh)-CS | 550.00        |
| 9  | Iro Superior      | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 10 | Int B             | 4.80  | Behar_et_al(1997)_T2-S(MontSh)-CS | 420.00        |
| 11 | Iro Medio Erodado | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 12 | Iro Medio         | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 13 | Iro Inferior A    | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 14 | Intervalo C       | 5.50  | Behar_et_al(1997)_T2-S(MontSh)-CS | 450.00        |
| 15 | Iro Inferior B    | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 16 | Basamento         | 0.00  | none                              | 0.00          |
| 17 |                   |       |                                   |               |
| 18 |                   |       |                                   |               |

Figura 5.D.18. Datos de entrada del modelo geoquímico.

### 5.C.7.3. Modelo de generación y expulsión

Los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos fueron modelados con el software PetroMod 1D, para la Formación Iró. Los datos de entrada sobre la secuencia sedimentaria, unidades litoestratigráficas, erosiones y tiempos de depositación fueron tomados de la columna cronoestratigráfica elaborada para este proyecto; los datos de entrada sobre espesores de cada una de las formaciones también fueron tomados de líneas sísmicas interpretadas dentro de este proyecto. (Figura 5.D.19).

| Input | Boundary Assignment |          | Output   |           |           |                |       |             |       |            |
|-------|---------------------|----------|----------|-----------|-----------|----------------|-------|-------------|-------|------------|
|       | 1                   | 2        | 3        | 4         | 5         | 6              | 7     | 8           | 9     | 10         |
|       |                     |          |          | Present   | Eroded    | Deposition Age |       | Erosion Age |       |            |
|       | Name                | Top      | Base     | Thickness | Thickness | from           | to    | from        | to    | Lithology  |
|       |                     | [feet]   | [feet]   | [feet]    | [feet]    | [Ma]           | [Ma]  | [Ma]        | [Ma]  |            |
| 1     | Sediment Surface    |          |          | 0.00      |           |                |       |             |       |            |
| 2     | Mayorquin           | 0.00     | 1500.01  | 1500.01   |           | 8.00           | 0.00  |             |       | SAND&SHALE |
| 3     | Condoto Erodado     | 1500.01  | 1500.01  | 0.00      | 1800.01   | 11.00          | 8.00  |             |       | SHALE&SAND |
| 4     | Condoto             | 1500.01  | 3000.02  | 1500.01   |           | 17.00          | 11.00 |             |       | SHALE&SAND |
| 5     | Itsmiña Erodado     | 3000.02  | 3000.02  | 0.00      | 999.99    | 25.00          | 19.00 | 19.00       | 17.00 | SHALE      |
| 6     | Itsmiña             | 3000.02  | 5000.03  | 2000.01   |           | 28.00          | 25.00 |             |       | SHALE      |
| 7     | Int A Erodado       | 5000.03  | 5000.03  | 0.00      | 849.99    | 35.00          | 32.00 | 32.00       | 28.00 | SHALE      |
| 8     | Int A               | 5000.03  | 5070.04  | 70.01     |           | 36.00          | 35.00 |             |       | SHALE      |
| 9     | Iro Superior        | 5070.04  | 7570.04  | 2500.00   |           | 45.00          | 36.00 |             |       | LIMEsandy  |
| 10    | Int B               | 7570.04  | 7690.05  | 120.01    |           | 46.00          | 45.00 |             |       | SHALE      |
| 11    | Iro Medio Erodado   | 7690.05  | 7690.05  | 0.00      | 400.00    | 49.00          | 48.00 | 48.00       | 46.00 | SHALEsand  |
| 12    | Iro Medio           | 7690.05  | 13190.05 | 5500.00   |           | 58.00          | 49.00 |             |       | SHALEsand  |
| 13    | Iro Inferior A      | 13190.05 | 13690.04 | 499.99    |           | 59.00          | 58.00 |             |       | SHALEcalc  |
| 14    | Intervalo C         | 13690.04 | 13810.05 | 120.01    |           | 59.50          | 59.00 |             |       | SHALE      |
| 15    | Iro Inferior B      | 13810.05 | 28310.04 | 14499.99  |           | 65.00          | 59.50 |             |       | SHALEcalc  |
| 16    | Basamento           | 28310.04 | 28410.04 | 100.00    |           | 66.00          | 65.00 |             |       | BASEMENT   |
| 17    |                     | 28410.04 |          |           |           |                |       |             |       |            |
| 18    |                     |          |          |           |           |                |       |             |       |            |

Figura 5.D.19. Datos de entrada del modelo geológico.

De acuerdo al modelo, la curva de temperatura y los puntos de calibración ajustan muy bien y los valores esperados de madurez térmica a la base de la Formación Iró Inferior estarían alrededor de 3,5 % Ro indicados en la gráfica de la historia de enterramiento. (Figura 5.D.20).

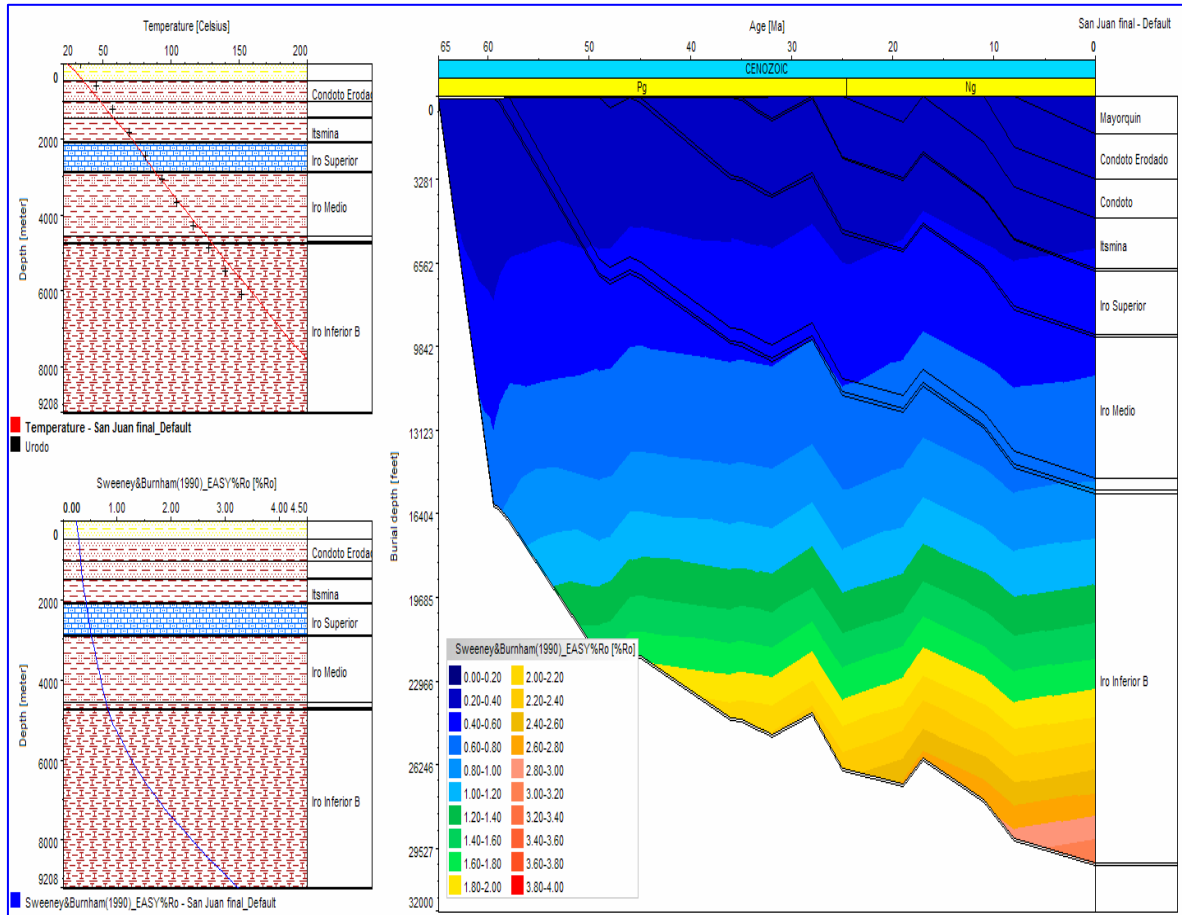


Figura 5.D.20. Historia de enterramiento vs madurez térmica.

El resultado del modelamiento realizado muestra que el intervalo C generador localizado en la Formación Iró Inferior alcanzó una transformación alrededor del 80%, mientras que el intervalo B alcanzó una transformación alrededor del 5% y el intervalo A no generó hidrocarburos. El tiempo de expulsión de hidrocarburos para el intervalo C comienza en el Eoceno temprano (~ 43 Ma) con un pico de expulsión importante en el Mioceno temprano (~ 20 Ma) coetáneo con la deposición de la Formación Istmina. (Figura 5.D.21).

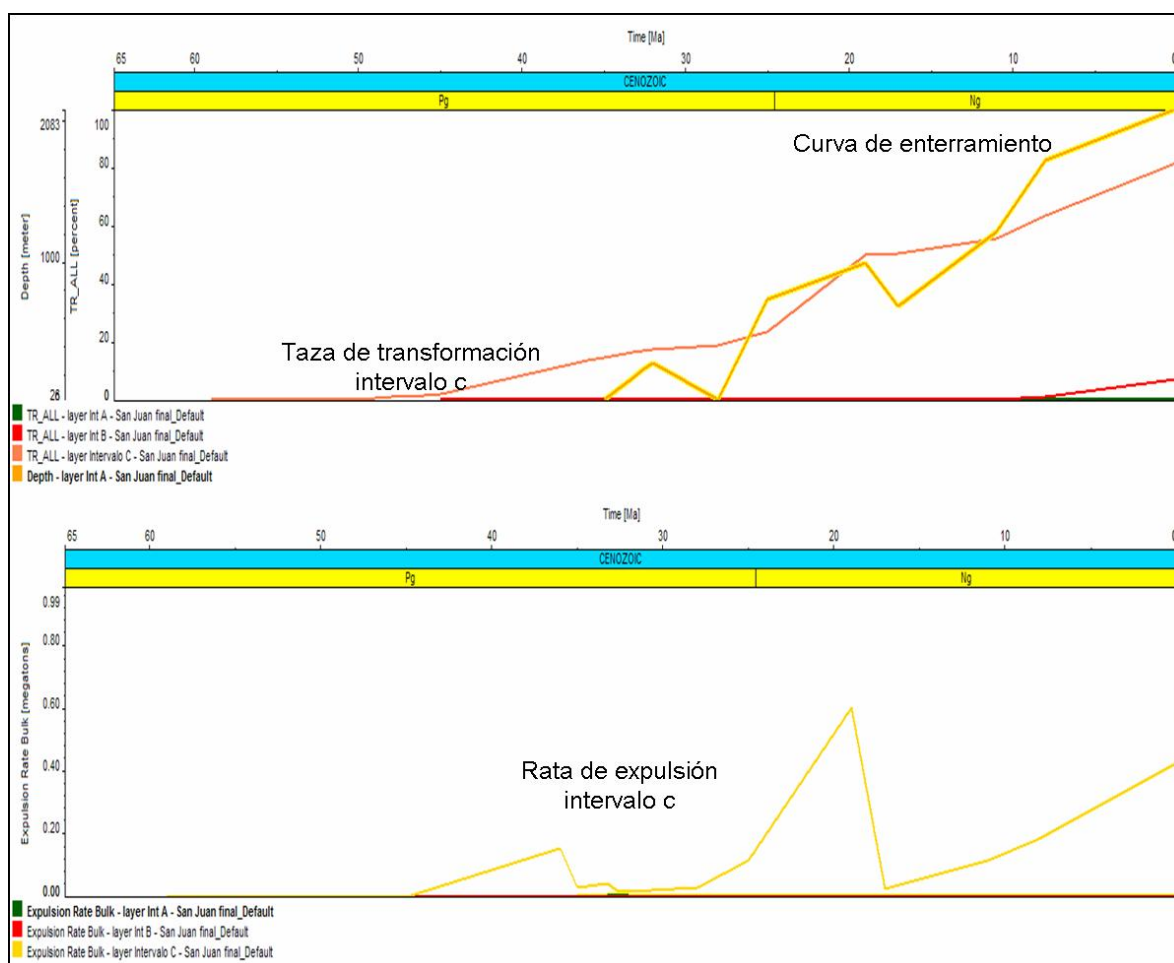


Figura 5.D.21. Porcentaje de transformación y principales picos de generación.

## **5.D. Cuenca Atrato**

### **5.D.1 Roca generadora hipotética en la Cuenca Atrato.**

Es importante mencionar algunas características de tipo sedimentológico en términos de ambiente de depositación propicio para probables rocas generadoras (Formación Clavo) en la Cuenca Atrato. De acuerdo a lo mencionado, se abre la posibilidad de que la Formación Clavo sea la roca generadora en la Cuenca Atrato; sin embargo, hace falta una caracterización geoquímica de esta Formación y una correlación con los crudos encontrados para poder establecer la veracidad de este argumento.

#### **5.D.1.1. Litología Formación Clavo**

Con base en foraminíferos se data Paleoceno-Eoceno. Fue definida por Haffer (1967), aflora en los ríos Uva y Napipí hacia la parte norte de la Cuenca en límites con Panamá. Esta conformada por lodolitas de color negro muy compactas, intercaladas con láminas de limolitas calcáreas y estratos muy delgados de caliza.

#### **5.D.1.2. Ambiente de depositación**

La Formación Clavo se depositó en un ambiente abisal a batial inferior. Probablemente esta secuencia se depositó durante un *Lowstand systems tract* con condiciones de baja energía (Suárez 1990).

### **5.D.2. Caracterización geoquímica**

Es importante registrar que esta Cuenca no cuenta con datos cuantificables de análisis geoquímicos recientes y la mayoría de la información geoquímica disponible son comentarios muy generalizados. En esta Cuenca, a pesar de contar con evidencias de generación y expulsión de hidrocarburos como las muestras de aceite y gas reportadas en el pozo Buchadó-1, no se conoce con certeza cual podría ser la roca generadora que dió origen a este crudo.

La caracterización geoquímica de la Cuenca Atrato se hace basada en la información bibliográfica encontrada, relacionando el autor y el año del trabajo. (Anexo 1.01).

### **5.D.3. Madurez térmica**

El pozo Buchadó-1, perforado en 1953 por Richmond Petroleum, tiene una evaluación de madurez intervalo de 6090 a 15539 pies. La sección analizada muestra una madurez baja confirmada por bajos valores de Tmax, con rango entre 417 °C a 435 °C y valores de reflectancia de vitrinita desde 0,34 a 6090 pies, hasta 0,46 de 15300-15400 pies; también hay un dato de BHT de 198 °F a 11501 pies de acuerdo a un informe de Robertson (1988).

De acuerdo con algunos trabajos, la sección terciaria (Eoceno-Mioceno) se encuentra desde inmadura hasta la ventana de generación de aceite con valores en el índice de coloración de esporas entre 3.0 y 5.5, valores de reflectancia de Vitrinita (Ro) entre 0,23 y 0,61; además de valores de Tmax en pirólisis en el rango de 417 °C y 439 °C, reflejando la baja madurez de las posibles rocas generadoras del Atrato. (Compañía Petrolera Latina, 1998).

En general se reporta baja madurez térmica en las rocas estudiadas, pero es importante subrayar que la Cuenca Atrato tiene un nivel de estudio en el tema geoquímico muy pobre y hay una probabilidad alta de que existan zonas de cocina en sitios donde las rocas generadoras hipotéticas de la Cuenca Atrato hayan alcanzado mayores profundidades.

### **5.D.4. Contenido orgánico**

De acuerdo a Robertson (1988), el contenido de materia orgánico reportado en el pozo Buchadó-1 es bajo, pero existen niveles con riqueza orgánica promedio reportados a 8600,10100, 12500,13300 y 14000 pies, además de unos contenidos de materia orgánica TOC >1% en la Formación Salaquí de este mismo pozo.

La Compañía Petrolera Latina (1998) habla de valores que oscilan entre 0,23% y 0,94% para esta Cuenca, que son valores muy bajos para la generación de hidrocarburos y que definitivamente no corresponderían con las rocas que dieron origen a los hidrocarburos reportados en la Cuenca; dejando la posibilidad abierta de que rocas con mejores contenidos de materia orgánica en la Cuenca no han podido ser localizadas aún.



#### **5.D.5. Tipo de Kerógeno**

De acuerdo a Robertson (1988), en el pozo Buchadó-1 se reportó por análisis de petrográfica orgánica un porcentaje de Inertinita del 59%, vitrinita de 40% y Sapropélico de 1%, dejando claro que el tipo de kerógeno de las rocas con características generadoras encontradas en el pozo es tipo III.

No hay suficiente información que afirme el tipo de kerógeno predominante en las probables rocas generadoras de la Cuenca, pero es evidente que un kerógeno tipo III con características de generación de gas no es el precursor de los aceites reportados en la Cuenca.

#### **5.D.6. Potencial generador**

De acuerdo a la escasa información evaluada, el potencial generador de la Fm. Clavo es aparentemente pobre pero es imposible definir el verdadero potencial generador de las probables rocas madres de la Cuenca hasta que no se caractericen geoquímicamente y se logre comprobar o descartar que funcionan como parte de un sistema petrolífero efectivo.

#### **5.D.7. Correlación crudo-roca**

Lo ideal en este punto sería impulsar una campaña de campo enfocada a cartografiar y muestrear las Formaciones Salauquí y Clavo (rocas generadoras hipotéticas) para caracterizarlas geoquímicamente y poder correlacionarlas con el crudo reportado en pozo Buchadó-1 y demás rezumaderos encontrados en la región.

#### **5.D.8. Simulación de generación y expulsión de hidrocarburos**

Los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos fueron modelados con el software PetroMod 1D para la Formación Clavo.

Con la finalidad de simular un punto (Pseudopozo Atrato) donde las rocas hubieran alcanzado profundidades importantes se escogió un punto sobre una proyección de la línea sísmica interpretada y de mayor profundidad, amarrada al mapa de basamento construido para este trabajo. (Figuras D.22 y D.23).

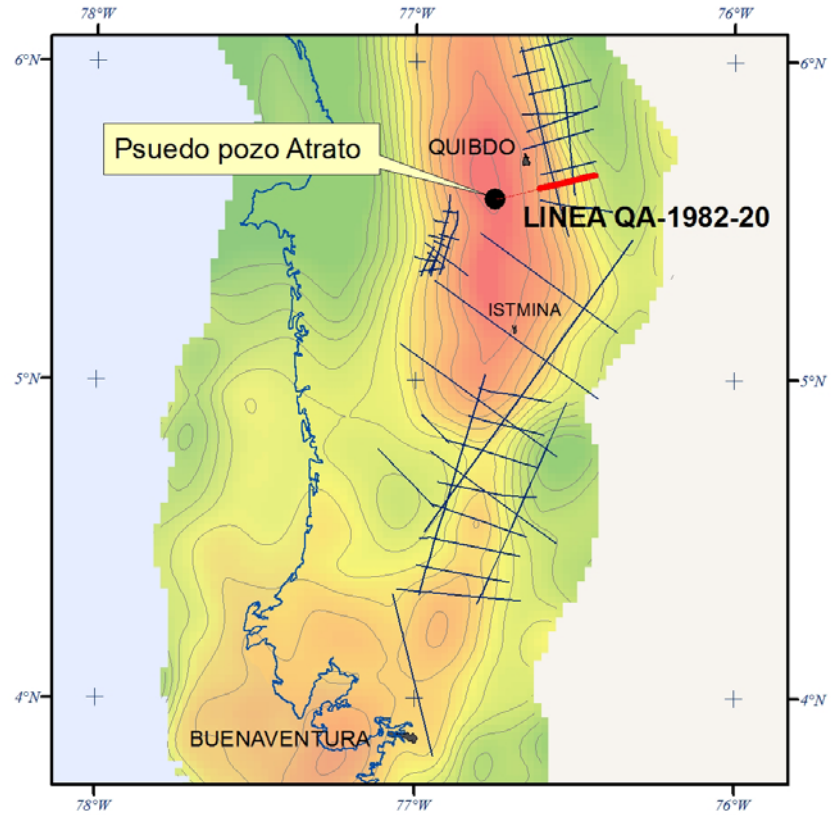


Figura 5.D.22. Localización de la línea sísmica QA-82-20 (ver Anexo 3.27).

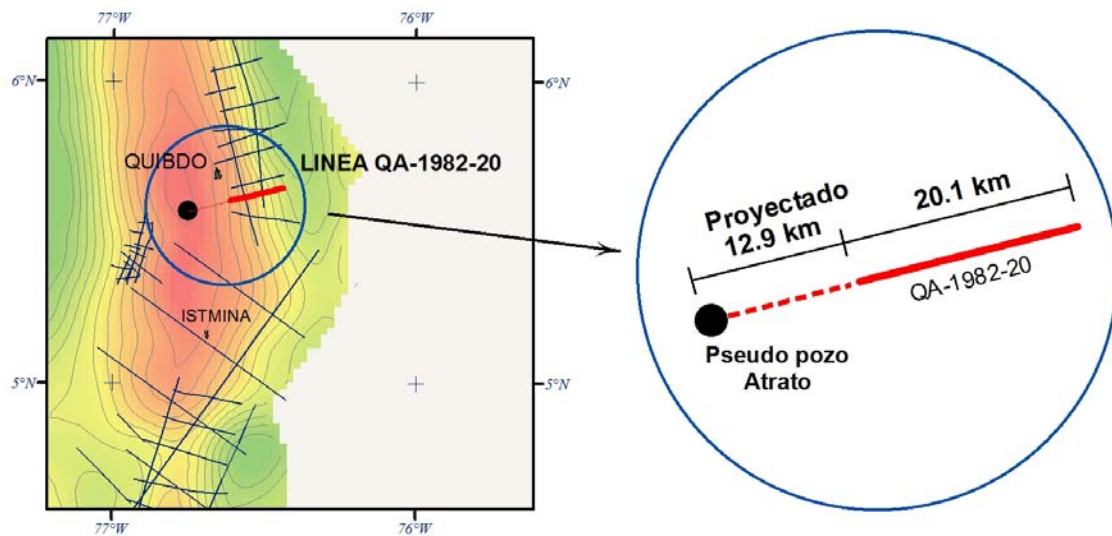


Figura 5.D.23. Localización del Pseudopozo Atrato proyectado hacia el centro de la Cuenca.

La línea sísmica escogida para la localización del pseudopozo e interpretación de los límites de cada unidad estratigráfica fue la QA-1982-20. (Figura 5.D.24).

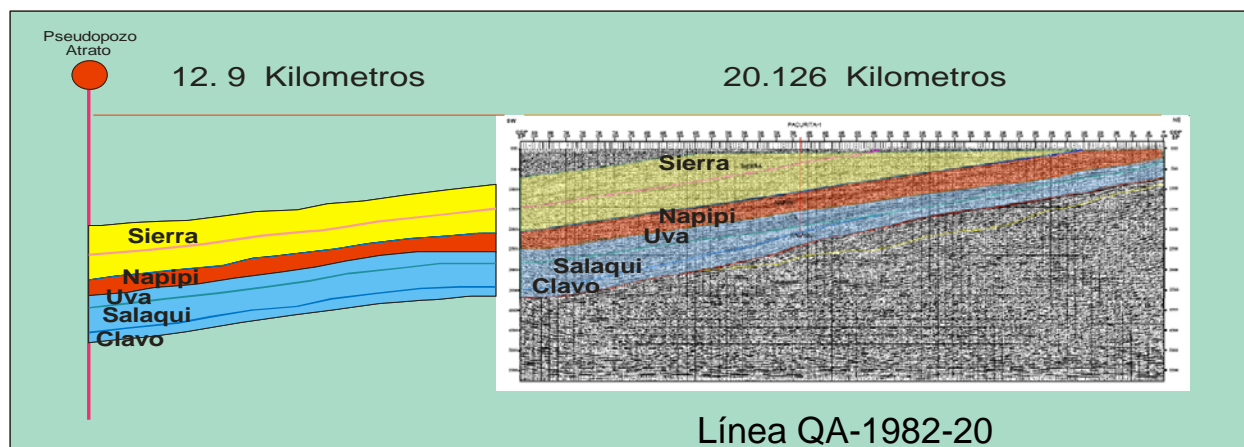


Figura 5.D.24. Línea sísmica interpretada con proyección al Sur Oeste (ver Anexo 3.27).

#### 5.D.8.1 Modelo térmico

Debido a la ausencia de datos de madurez en la secuencia sedimentaria es difícil obtener una historia termal segura en la Cuenca, de manera que se usó un escenario conservador con una historia de flujo de calor constante característico de cuencas terciarias y el actual flujo de calor fue interpretado a partir de los datos de BHT de la Zona. (Figura 5.D.25).

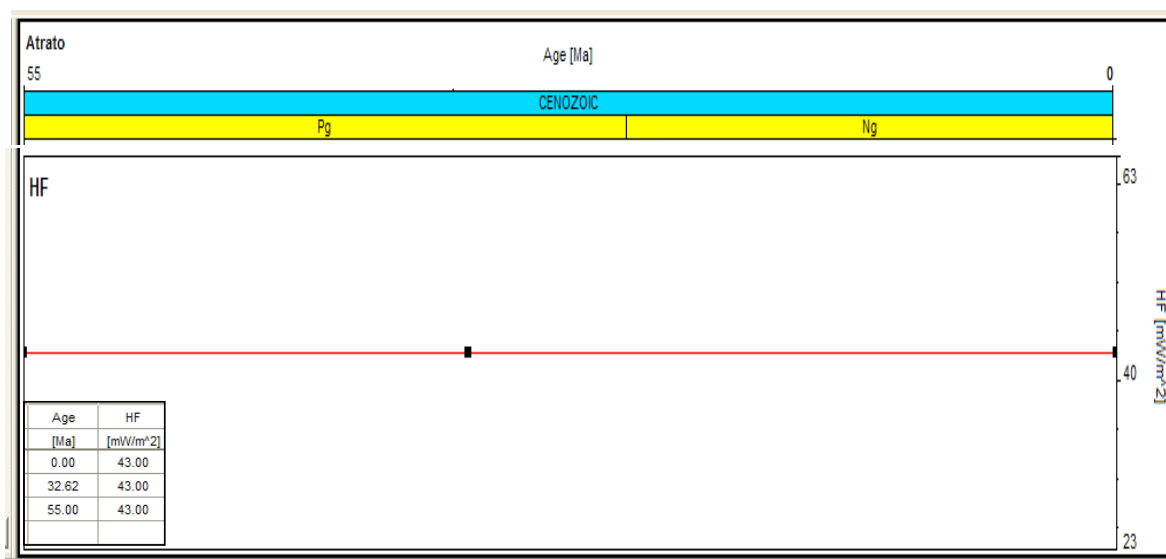


Figura 5.D.25. Historia de flujo de calor.

Los datos de BHT utilizados para generar el gradiente geotérmico actual y calibrar el modelo fueron los del pozo Buchadó. (Figura 5.D.26).

Atrato

BUCHADO

GRADIENTE 1,06507 °F/100 ft

| Pozo    | Prof pies | BHT (°F) | Corrección |
|---------|-----------|----------|------------|
| Buchado | 0         | 86       | 94,6       |
| Buchado | 12400     | 205      | 225,5      |
| Buchado | 15550     | 232      | 255,2      |

| Prof. pies | T corr (°F) | Prof. Metros | T corr (°C) |
|------------|-------------|--------------|-------------|
| 0          | 94,91       | 0            | 34,95       |
| 2000       | 115,70      | 610          | 46,50       |
| 4000       | 136,49      | 1219         | 58,05       |
| 6000       | 157,29      | 1829         | 69,61       |
| 8000       | 178,08      | 2438         | 81,16       |
| 10000      | 198,87      | 3048         | 92,71       |
| 12000      | 219,66      | 3658         | 104,26      |
| 14000      | 240,45      | 4267         | 115,81      |
| 16000      | 261,25      | 4877         | 127,36      |
|            |             | 5486         | 138,91      |
|            |             | 6096         | 150,46      |
|            |             | 6706         | 162,01      |
|            |             | 7315         | 173,56      |
|            |             | 7925         | 185,12      |
|            |             | 8535         | 196,67      |

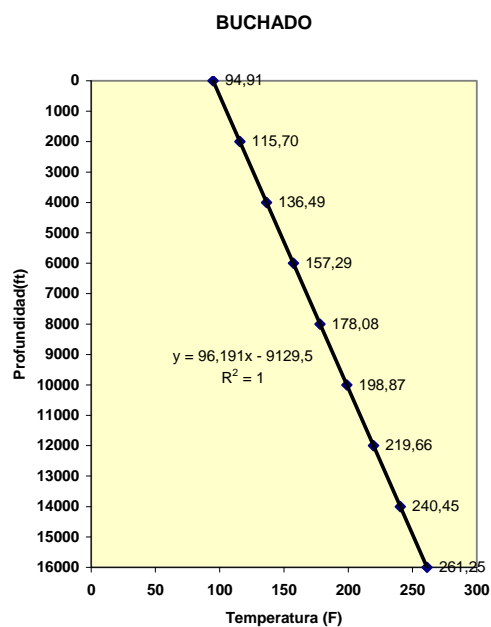
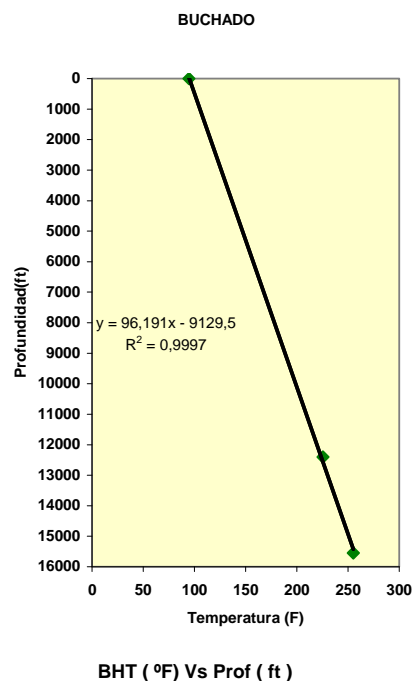


Figura 5.D.26. Datos de BHT y cálculo del gradiente termal.

De este modelo se obtienen gráficas de temperaturas esperadas (A) en la secuencia que fueron calibradas con el gradiente térmico actual calculado, curva del comportamiento de la madurez térmica en la secuencia (B), paleotemperaturas del intervalo Clavo generador (D) y comportamiento de su madurez en el tiempo (E). (Figura 5.D.27).

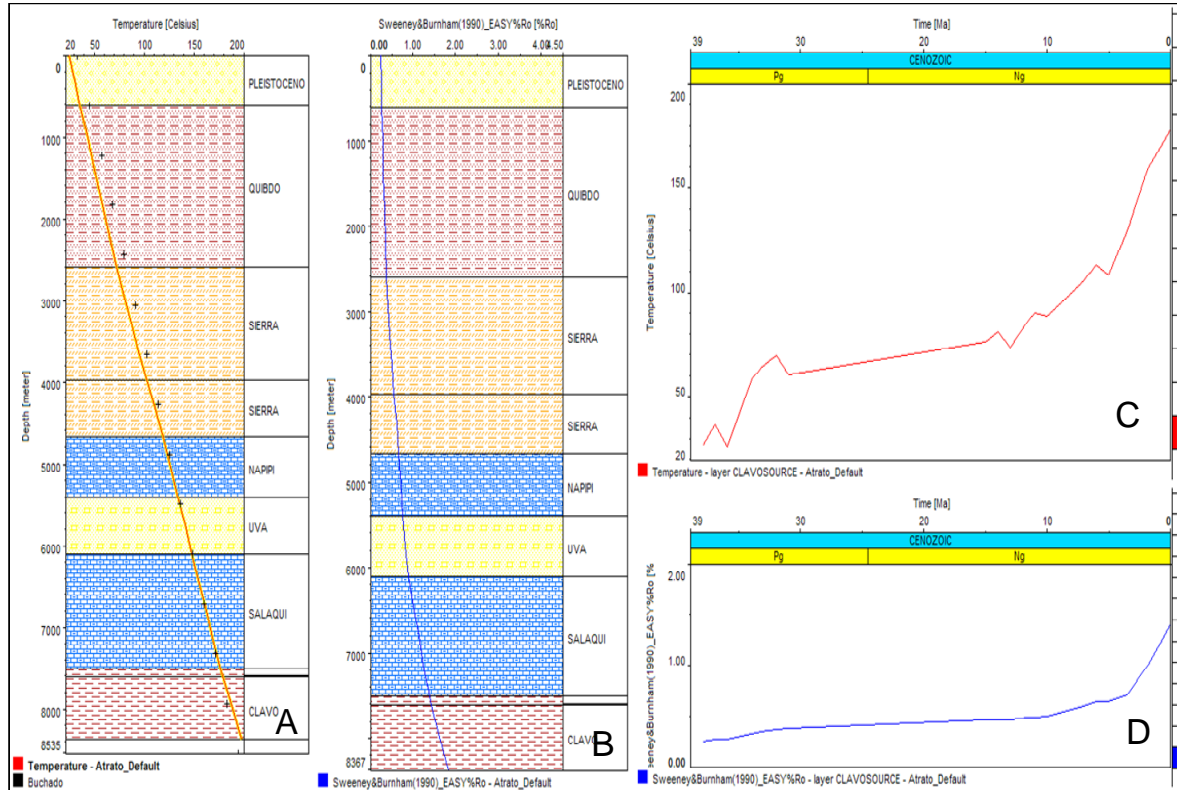


Figura 5.D.27. Curvas de calibración, temperatura y madurez en el tiempo

### 5.D.8.2 Modelo geoquímico

Lo expuesto en la caracterización geoquímica explica por qué los rezumaderos son una evidencia clara de que en la Cuenca hubo o hay procesos de generación de hidrocarburos a pesar de que las rocas generadoras aún no han sido identificadas y caracterizadas. Sin embargo, basándonos en características litológicas y ambiente de depositación, especulativamente se podría pensar que la Formación Clavo hacia el tope presentaría características de roca generadora correlacionable con los crudos de rezumadero encontrados. (Figura 5.D.28).

| Input | Boundary Assign  |          |                                   |        |
|-------|------------------|----------|-----------------------------------|--------|
| 1     | 13               | 14       | 15                                |        |
|       | TOC              | Kinetics | HI                                |        |
|       | Name             |          |                                   |        |
|       | [wt%]            |          | [mg HC/g TOC]                     |        |
| 1     | Sediment Surface |          |                                   |        |
| 2     | PLEISTOCENO      | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 3     | QUIBDO           | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 4     | SIERRA           | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 5     | SIERRA ERODED    | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 6     | SIERRA           | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 7     | NAPIPI ERODED    | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 8     | NAPIPI           | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 9     | UVA ERODED       | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 10    | UVA              | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 11    | SALAUQUI ERODED  | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 12    | SALAUQUI         | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 13    | CLAVO ERODED     | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 14    | CLAVOSOURCE      | 4.00     | Behar_et_al(1997)_T2-S(MontSh)-CS | 450.00 |
| 15    | CLAVO            | 0.00     | none                              | 0.00   |
| 16    |                  |          |                                   |        |
| 17    |                  |          |                                   |        |

Figura 5.D.28. Datos de entrada del modelo geoquímica.



### 5.D.8.3 Modelo de generación y expulsión

Los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos fueron modelados con el software PetroMod 1D, para el intervalo Clavo generador. Los datos de entrada sobre la secuencia sedimentaria, unidades litoestratigráficas, erosiones y tiempos de depositación fueron tomadas de la columna cronoestratigrafica elaborada para este proyecto; los datos de entrada sobre espesores de cada una de la formaciones también fueron tomados de líneas sísmicas interpretadas dentro de este proyecto. (Figura 5.D.29).

| Input | Boundary Assignment | Output   |           |           |                |             |       |       |           |            |
|-------|---------------------|----------|-----------|-----------|----------------|-------------|-------|-------|-----------|------------|
| 1     | 2                   | 3        | 4         | 5         | 6              | 7           | 8     | 9     | 10        |            |
|       |                     |          | Present   | Eroded    | Deposition Age | Erosion Age |       |       |           |            |
| Name  | Top                 | Base     | Thickness | Thickness | from           | to          | from  | to    | Lithology |            |
|       | [feet]              | [feet]   | [feet]    | [feet]    | [Ma]           | [Ma]        | [Ma]  | [Ma]  |           |            |
| 1     | Sediment Surface    |          | 0.00      |           |                |             |       |       |           |            |
| 2     | PLEISTOCENO         | 0.00     | 2000.01   | 2000.01   |                | 1.80        | 0.00  |       |           | SANDcongl  |
| 3     | QUIBDO              | 2000.01  | 8500.00   | 6499.99   |                | 3.50        | 1.80  |       |           | SHALE&SAND |
| 4     | SIERRA              | 8500.00  | 13000.01  | 4500.01   |                | 5.00        | 3.50  |       |           | SILT&SHALE |
| 5     | SIERRA ERODED       | 13000.01 | 13000.01  | 0.00      | 1500.01        | 7.00        | 6.00  | 6.00  | 5.00      | SILT&SHALE |
| 6     | SIERRA              | 13000.01 | 15300.01  | 2300.00   |                | 10.00       | 7.00  |       |           | SILT&SHALE |
| 7     | NAPIPI ERODED       | 15300.01 | 15300.01  | 0.00      | 699.99         | 11.50       | 11.00 | 11.00 | 10.00     | LIMEshaly  |
| 8     | NAPIPI              | 15300.01 | 17700.01  | 2400.00   |                | 13.00       | 11.50 |       |           | LIMEshaly  |
| 9     | UVA ERODED          | 17700.01 | 17700.01  | 0.00      | 1500.01        | 15.00       | 14.00 | 14.00 | 13.00     | SANDcalc.  |
| 10    | UVA                 | 17700.01 | 20000.01  | 2300.00   |                | 32.00       | 15.00 |       |           | SANDcalc.  |
| 11    | SALAQUI ERODED      | 20000.01 | 20000.01  | 0.00      | 1800.01        | 34.00       | 32.00 | 32.00 | 31.00     | LIMEarly   |
| 12    | SALAQUI             | 20000.01 | 24600.02  | 4600.01   |                | 36.00       | 34.00 |       |           | LIMEarly   |
| 13    | CLAVO ERODED        | 24600.02 | 24600.02  | 0.00      | 999.99         | 38.00       | 37.00 | 37.00 | 36.00     | SHALEcarb  |
| 14    | CLAVOSOURCE         | 24600.02 | 24950.02  | 350.00    |                | 39.00       | 38.00 |       |           | SHALE      |
| 15    | CLAVO               | 24950.02 | 27450.02  | 2500.00   |                | 55.00       | 39.00 |       |           | SHALE      |
| 16    |                     | 27450.02 |           |           |                |             |       |       |           |            |
| 17    |                     |          |           |           |                |             |       |       |           |            |

Figura 5.D.29. Datos de entrada del modelo geológico.

De acuerdo al modelo, la curva de temperatura y los puntos de calibración ajustan muy bien y los valores esperados de madurez térmica a la base de la Formación Clavo se encuentran alrededor de 1,70% Ro indicados en la gráfica de historia de enterramiento. (Figura 5.D.30).

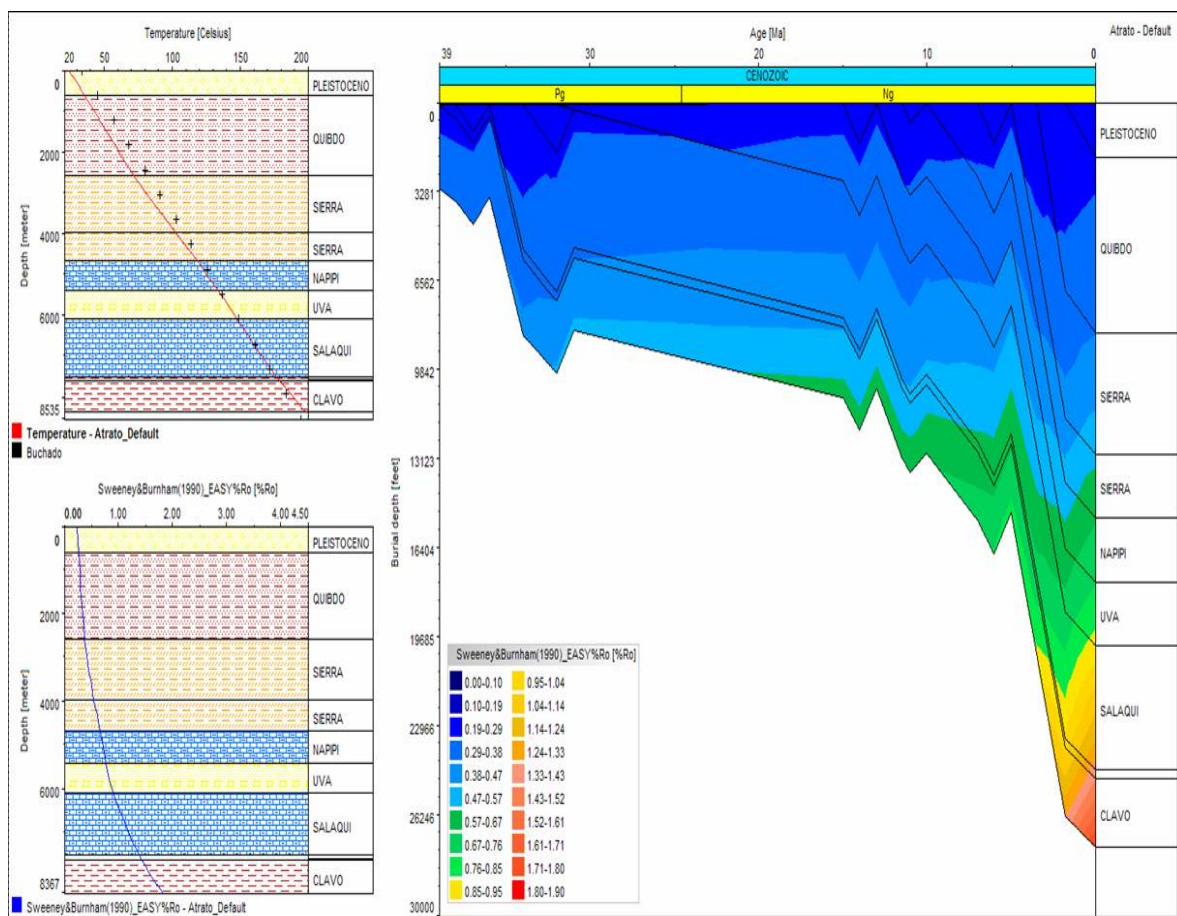


Figura 5.D.30. Historia de enterramiento vs madurez térmica

El resultado del modelamiento realizado muestra que el intervalo Clavo generador localizado en esta misma formación alcanzó una transformación del 100%. El tiempo de expulsión de hidrocarburos para el intervalo Clavo generador comienza en el Mioceno temprano (~ 20 Ma) con unos picos de expulsión importantes entre el Mioceno tardío-Plioceno (~ 8-3 Ma) coetáneo con la depositación de la Formación Sierra. (Figura 5.D.31).



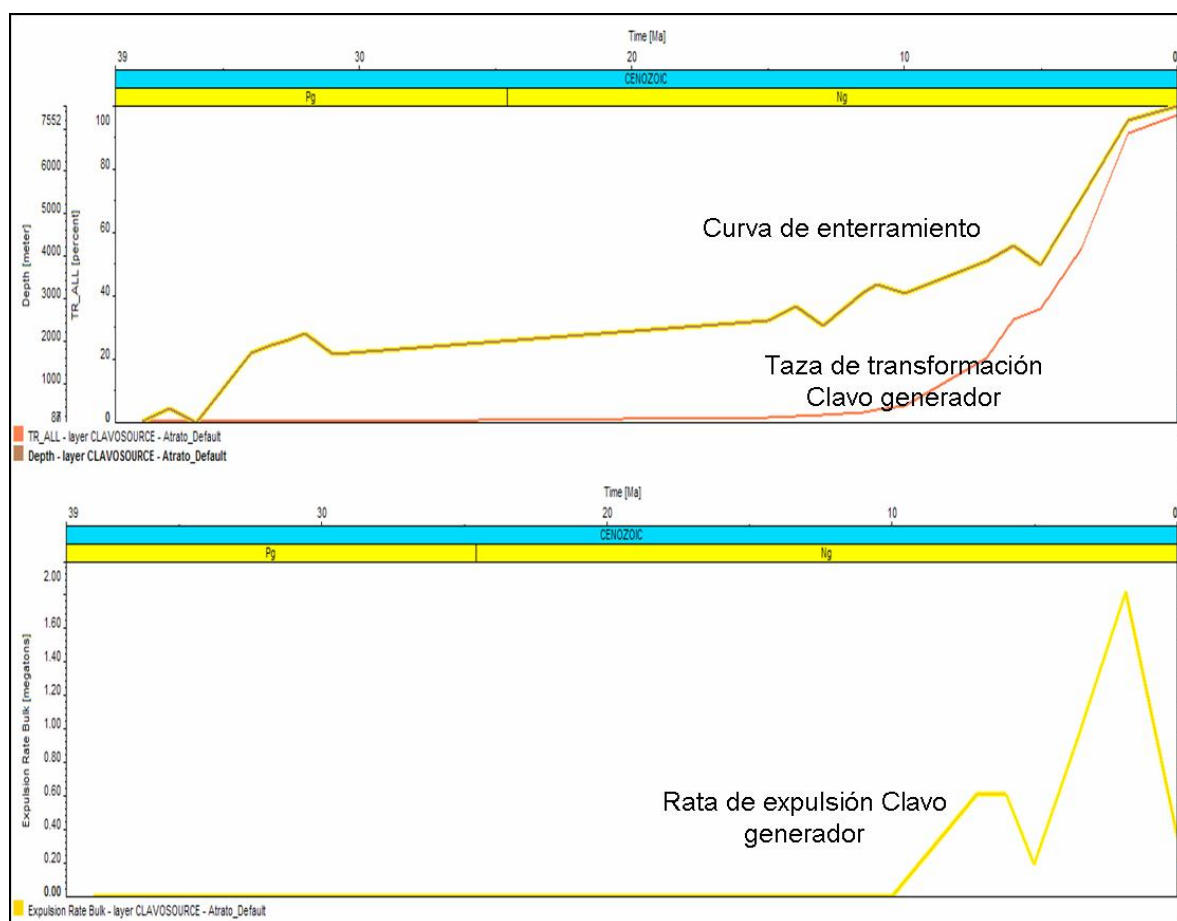


Figura 5.D.31. Porcentaje de transformación y principales picos de generación.

### 5.D.9. Conclusiones Cuenca San Juan

- ✓ Las características geoquímicas determinadas en esta caracterización indican que algunos intervalos de la Formación Iró presentan riqueza orgánica muy alta y un potencial generador excelente; comparativamente más altas que las que poseen las formaciones fuentes de hidrocarburos en el Valle Medio del Magdalena (VMM) y el Valle Superior del Magdalena (VSM).
- ✓ Los extractos y el crudo menos biodegradado del rezumadero presentan una buena correlación en sus parámetros geoquímicos, lo que sugiere que facies más maduras de la Formación Iró pueden encontrarse genéticamente relacionadas con las manifestaciones de hidrocarburos.

- ✓ La interpretación de los biomarcadores sugiere que las facies de la Formación Iró se depositaron en un ambiente marino subóxico de plataforma con influencia carbonática.
- ✓ De acuerdo al modelo, las rocas generadoras alcanzan la ventana de generación de aceite alrededor de los 12000 pies.
- ✓ El intervalo C ubicado al tope de la Formación Iró Inferior es el único que expulsa hidrocarburos y sus mayores volúmenes salieron en el Eoceno tardío, Mioceno temprano y Plioceno.
- ✓ Cualquier intervalo generador que se hubiera ubicado debajo del intervalo C dentro de la Formación Iró Inferior, tendría un porcentaje de transformación del 100% y su expulsión sería más temprana.
- ✓ Las tasas de transformación para el intervalo C están alrededor del 80%.

#### **5.D.10. Conclusiones Cuenca Atrato**

- ✓ Las muestras de aceite y gas reportadas en el pozo Buchadó sumadas a los rezumaderos encontrados son evidencia de generación de hidrocarburos en la Cuenca que finalmente deben corresponder a una facies de deposición (intervalo generador) con características buenas de generación que aún no se ha encontrado y caracterizado geoquímicamente.
- ✓ De acuerdo al modelo hipotético de expulsión y generación propuesto, cualquier intervalo con buenas características de generación que se encuentre por debajo de los 11000 pies habría expulsado hidrocarburos.
- ✓ El intervalo Clavo generador comienza a generar en el Eoceno medio alcanzando un porcentaje de transformación del 100%.

- ✓ Los principales picos de generación para este intervalo generador estarían concentrados entre el Mioceno Tardío y el Plioceno.

#### **5.D.11. Recomendaciones**

- ✓ Caracterizar geoquímicamente las Formaciones Clavo y Salaquí en la Cuenca de Atrato con la finalidad de comprobar su verdadero potencial petrolífero.
- ✓ Caracterizar geoquímicamente la Formación Iró en sectores de la Cuenca diferentes a los estudiados hasta ahora con la finalidad de comprobar la continuidad de las buenas características de generación registradas.
- ✓ Localizar, recolectar y caracterizar geoquímicamente en las dos Cuencas, rezumaderos de petróleo reportados en trabajos anteriores para correlacionarlos con los extractos de roca de las probables rocas generadoras y poder establecer su respectivo sistema petrolífero.
- ✓ Realizar en las dos cuencas modelamiento 2D a lo largo de transectas regionales para evaluar los procesos de migración de hidrocarburos y el riesgo por carga y preservación en posibles prospectos.

## 6. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

La información sísmica permite definir y visualizar en conjunto características tanto estructurales como estratigráficas, y en general como herramienta integrada, involucra información que conlleva a postular posibilidades en cuanto a trampas y acumulación del hidrocarburo.

De acuerdo a lo observado en este estudio, se pueden proponer varios aspectos importantes:

- ✓ Las estructuras mayores encontradas tanto en la Cuenca Atrato como la Cuenca San Juan son de reciente creación.
- ✓ Las posibilidades de generación de hidrocarburo, según este estudio, se localizan previas a la generación de las estructuras.
- ✓ Las dimensiones de estructuras interesantes permiten ser optimistas en cuanto a las dimensiones de las posibles acumulaciones.
- ✓ La presencia de *shows* de aceite en superficie certifica la posibilidad que tiene el hidrocarburo para moverse al encontrar una roca que le sirva de transporte.
- ✓ Si bien no existe mucha infraestructura logística para iniciar campañas de exploración, su localización estratégica hacia la Cuenca del Pacífico y su cercanía al Puerto de Buenaventura, constituyen elementos de gran valor al momento de promocionarse como cuenca futuro.

En términos de trampas identificadas se pueden enumerar varias:

### CUENCA ATRATO

- ✓ Trampas estratigráficas, dentro de la Formación Salaquí y la Formación Uva, al acunarse sobre el flanco oriental de la Cuenca.
- ✓ Trampas estructurales, asociadas a anticlinales originados por fallamiento inverso en el flanco occidental de la Cuenca.
- ✓ Trampas estructurales, consistentes en pliegues asociados a eventos de diapirismo, en el flanco occidental de la Cuenca.

## **CUENCA SAN JUAN**

- ✓ Trampas combinadas (estructurales y estratigráficas) asociadas a las grandes progradaciones reportadas el sur de la Cuenca.
- ✓ Trampas estratigráficas, asociadas a los cuerpos calcáreos apilados, que en general cuando llegan a estar expuestos, cuentan con porosidad secundaria por tanto con gran posibilidad de acumular hidrocarburo.
- ✓ Trampas estructurales por pliegues anticlinales asociados a fallamiento inverso en los márgenes de Cuenca.

### **Roca generadora**

La presencia de rocas generadoras en las Cuencas San Juan y Atrato está postulada con base en la caracterización geoquímica de la Formación Iró, en el sector del alto Istmina-Condoto. De acuerdo con estos datos, esta unidad presenta intervalos inmaduros de rocas con potencial generador de bueno a excelente. Estos intervalos presentan altos contenidos de materia orgánica y predominio de kerógeno Tipo II con muy altos contenidos de hidrógeno. Si las facies orgánicas presentes en estas unidades se mantienen en dirección de las partes más profundas de la Cuenca, las características de la roca fuente representarían uno de los puntos más atractivos en la exploración de estas Cuencas. Adicionalmente, es posible que en unidades muy poco estudiadas como la Formación Salquí se encuentren intervalos generadores adicionales.

### **Generación y migración**

Con base en los resultados de modelamiento de generación de hidrocarburos (1D), es posible proponer que la parte inferior de la Formación Iró en la Cuenca San Juan y su equivalente cronoestratigráfico en la Formación Clavo de la Cuenca Atrato alcanzaron importantes procesos de generación y expulsión de hidrocarburos durante el Mioceno tardío-Plioceno. Los volúmenes de hidrocarburos expulsados por estas unidades generarán expectativas interesantes en términos de la cantidad de recursos por descubrir, en caso de la existencia de trampas.

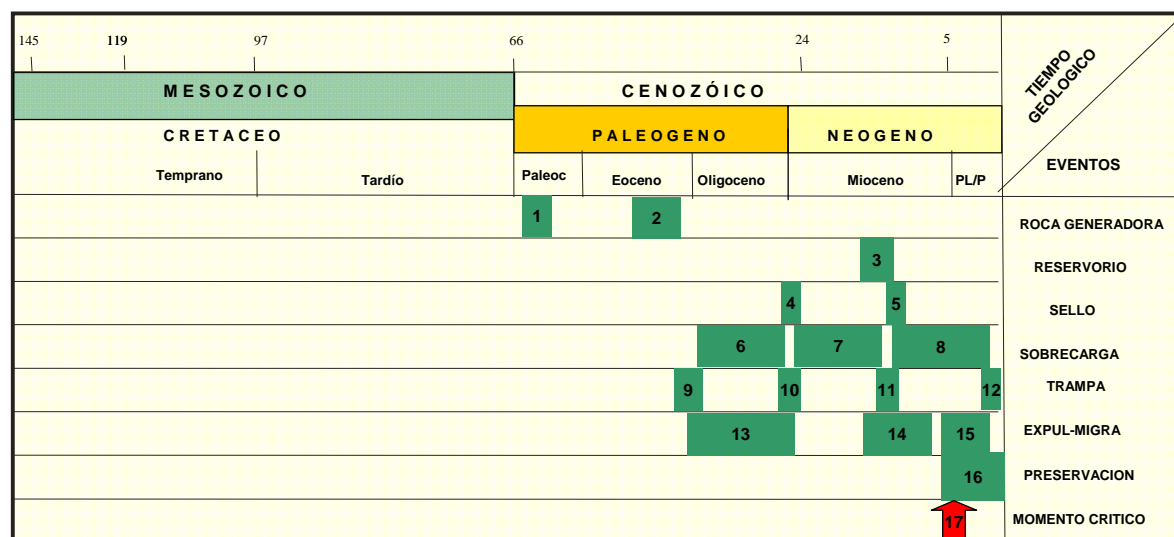
## Sincronismo

La presencia de eventos tectónicos pre Mioceno tardío y la posibilidad de entrapamientos estratigráficos en las Cuencas San Juan y Atrato, genera un escenario de bajo riesgo por sincronismo para posibles entrapamientos en unidades pre-Mioceno tardío.

## Recursos por descubrir

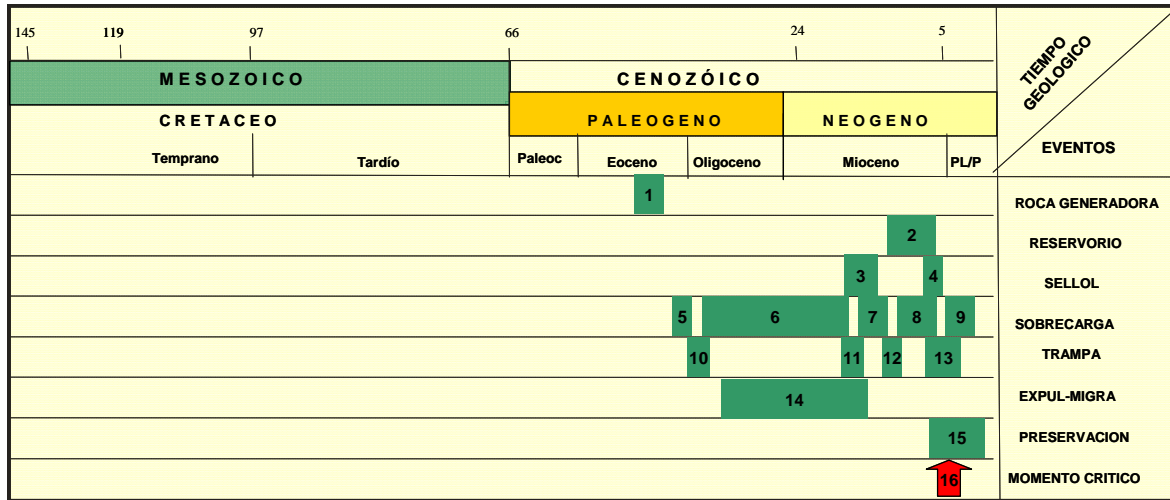
Con base en el modelo geológico y geoquímico, se realizó un balance de masas para las dos Cuencas. De acuerdo con los resultados de este balance, en la Cuenca San Juan existen expectativas de recursos por descubrir del orden de los 600 MBPE (P50) y en la cuenca Atrato de 850 MBPE (P50).

Las figuras 6.D.1. y 6.D.2. resumen la tabla de eventos para cada una de las Cuencas.



- 1, 2 : Formación Iró  
3: Formación Condoto  
4, 5 : Formación Itsmína, Formación Condoto superior  
6, 7, 8, : Formación Sierra, Itsmína, La Mojarrá, Condoto, Mugido, Atrato

Figura 6.D.1. Carta de eventos generalizada para la Cuenca San Juan.



- 1: Formación Clavo  
 2: Formación Sierra  
 3,4 : Formación Napipí, sierra Superior  
 5, 6, 7, 8, 9 : Formaciones Clavo, Salaqui, Uva, Napipí, Sierra, Quibdo

Figura 6.D.2. Carta de eventos generalizada para la Cuenca Atrato.

### **Inventario de información suministrada por la ANH:**

- Arias, O., Camacho, J., Erazo, A., Gabela, V., Jones, D., Manderson, N., Rodríguez, D., Vargas, J. Compañía Petrolera Latina Inc., 1988. Chocó – Pacific basin evaluation Western Colombia. Bogotá. 38 p.
- Bouman, Q.C., 1965. Geological reconnaissance in the Central Chocó. Bogotá. 26 p.
- Buzar Consultores Limitada. Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 1993. Mapas de "plays" exploratorios Cuencas del Patia, Valle del Cauca y Chocó, Pacífico. Bogotá. 24 p.
- Carson Helicopters, 2006, Programa Adquisición, procesamiento e interpretación de datos aeromagnetogravimétricos en el litoral pacífico de Colombia, Informe Técnico de la ANH.
- Core Laboratorios. Petrobras, 2001. Petrobras Internacional Subcuencas San Juan Pacifico Surface Simple. Bogotá. 16 p.
- Dunia Consultores, 2006. Informe de integración e interpretación de la información geológica de campo. Contrato 078 2005 Dunia-Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH. Bogotá. 101 p.
- Dunia Consultores, 2006. Informe de integración e interpretación de la información geológica de campo. Contrato 078 2005 Dunia-Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH. Anexos 9, 10 y 11. Bogotá. 101 p.
- Duque-Caro, H., 1990. The Chocó Block in the northwestern corner of South America: Structural tectonostratigraphy and paleogeographycal implications. Journal of South American Earth Sciences. 3 (19): 71-84
- Duque-Caro, H., 1989. El Arco de Dabeiba: Nuevas aportaciones al conocimiento del noroccidente de la Cordillera Occidental. Memorias del V Congreso Colombiano de Geología, tomo 1:108-126, Bucaramanga.
- Duque-Caro, H., 1989. Neogene stratigraphy, paleoceanography and paleobiogeography in Northwest South America and the evolution of the Panamá Seaway.
- Earth Satellite Corporation, 1999. Geology of the Pacific coast of Colombia.
- Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, Asamera Inc., 1982. Final Field Report A Gravity Meter Survey on the Chocó-Río Atrato Prospect. By: GEOPHYSICAL SERVICE INCORPORATED Party 1536A Colombia. 10 p.



- Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, Asamera Inc., 1982. Interpretation of gravity survey Chocó - Río Atrato. TRB Dundas and Associates Limited. 12 p
- Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, Asamera Inc., 1982. Gravimetría área Chocó-Río Atrato Project.
- Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 1990. Contrato de asociación Istmina. Bogotá. 27 p.
- Escobar, J. Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 1993. Análisis de los play maps y evaluación de riesgo cuencas: Guajira, Los Cayos; San Juan – Atrato, Tumaco, Patia y Valle del Cauca. Bogotá. 71 p.
- Escobar, J., 2002. Exploration Opportunities San Juan Basin (onshore portion). Trabajo realizado para ECOPETROL y Petrobras. Bogotá. 56 p.
- Escobar, J., 2002. Central Pacific project (offshore-onshore portion). Trabajo realizado para ECOPETROL y Petrobras. Bogotá. 21 p.
- Fischborn, J., Carrillo, V. Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, Asamera Inc., 1983. Informe geológico Cuenca Atrato-Chocó. 16 p. más anexos.
- Fischborn, J., Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, Asamera Inc., 1982. Chocó Atrato basin. Bogotá. 71 p.
- Fischborn, H., Parra, C., Parra, M. Moreno, J. Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, Asamera Inc., 1982. Geologic map Chocó Area, Escala 1:100.000.
- Fischborn, J., Carrillo, V., 1983. Informe geológico, área de contrato de asociación de Asamera Inc. Cuenca Chocó Atrato. Bloque Quibdó. EPIS; Informe No. 997. p. 41
- Galvis, G., 1980. Un arco de islas terciario en el occidente colombiano. Geología Colombiana. 11, 7-43.
- Gansser, A., Poborski, S., Bächlin, R., Swolfs, H., Haanstra, U., 1945. Informes geológicos del área Chocó Pacífico. 75 p.
- García, D., Hernández, C., Niño, C., Escobar, J., Escalante, C. Piedecuesta. Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 2001. Evaluación y modelamiento geoquímico de la Formación Iró Subcuenca San Juan (Chocó). 208 p.

- Geophysical Service Incorporated. Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 1982. San Juan 1981-1982. Prospección sísmica, Informe de operación de campo Grupo 1536. Bogotá. 51 p.
- Geoterrex Ltd. Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 1979. Resolution airborne survey in the Atrato-Sinu Área and Cauca Valley (Colombia). Canadá. 87 p.
- Geosource Exploration Company. Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 1982. Reporte geofísico de procesamiento San Juan-Chocó-Colombia. Bogotá. 17 p.
- Graterol, V., 2006. Mapa de anomalías de Bouguer ( $\rho = 2.30 \text{ Grs/cc}$ ). Agencia Nacional de Hidrocarburos. Escala 1:1.000.000.
- Graterol, V., 2006. Int. Mag. Total reducida al polo (IMTRP). Agencia Nacional de Hidrocarburos. Escala 1:1.000.000.
- Graterol V. y Gumert, W., 1998. 3-D gravity inversion with variable datum, The Leading Edge, 1769-1772.
- Hafer, J., 1967. On the geology of the Urabá and Northern Chocó regions, NW Colombia. Colombian Petroleum Company, COLPET. Gr-351. 106 p. Bogotá.
- Hinze W., 2003. Bouguer reduction density, why 2.67?, Geophysics.68 (5), 1559-1560.
- Ingeominas, 2005. Mapa Geológico del Andén Pacífico Colombiano, escala. 1:100.000.
- Irving, E., 1971. La evolución estructural de los Andes más septentrionales de Colombia. Boletín Geológico. 19 (2), 1-79.
- Karl, F., Richardson, A., 1989. Atrato river valley, Gulf of Urabá, Colombia, phase 1: photogeology survey. USA. 24 p.
- Kjar, P., Empresa Colombiana de Petróleos Asamera Inc., 1982. Chocó-Río Atrato Project, shot point location map. Escala 1:100.000.
- Lack, M., Empresa Colombiana de Petróleos Asamera Inc., 1983. Río Atrato/Quibdó proyectos. Escala 1:100.000. Chocó, Colombia.
- Mesa, A., Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 2000. Potencial generador del Pacífico Colombiano-Cuenca San Juan, estudio petrológico de las formaciones del Cretáceo Superior al Mioceno Inferior. Piedecuesta. 53 p.

- Mera, R., Piragua, A., 2000. Correlación de las rocas del intervalo Paleoceno-Oligoceno, Subcuenca de San Juan, Chocó. Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. 93 p.
- Mera, R., Piragua, A. Petrobras, 2001. Sección estratigráfica de la quebrada Suruco, Análisis estructural de fracturas. Área del Río San Juan, Chocó. Bogotá. 83 p.
- Muñoz, F., Cogollo, M., Piedecuesta. Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 2000. Potencial generador del Pacífico Colombiano-Cuenca San Juan, biocronología y paleoambientes. 150 p.
- Nygren, W.E., 1950. Bolivar geosyncline of Northwestern South America. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. 34 (10), 1998-2005.
- Ojeda, H., Calife, P., Petrobras, 1987. Avaliação do potencial petrolífero, Bacia de San Juan-Tumaco. Rio de Janeiro. 59p.
- Oldenburg, D., 1974. The inversion and interpretation of gravity anomalies, Geophysics. 39 (4), 526-536.
- Parker, R.L., 1972. The rapid calculation of potential anomalies: Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society, v.42:315-334.
- Peña, J., Repsol Exploración Colombia S.A., 1996. Informe técnico anual 1995, Contrato de Asociación Chocó central. Bogotá. 9 p.
- Peña, J., Repsol Exploración Colombia S.A., 1995. Informe técnico anual 1994, Contrato de Asociación Chocó central. Bogotá. 10 p.
- Pérez, G., 1980. Evolución geológica de la Cuenca Pacífica (geosinclinal de Bolívar), sector noroccidental de Suramérica. Boletín de Geología. 14 (21), 25-44.
- Petrobras, Ecopetrol, 2002. Regional evaluation and petroleum potential of the offshore portion of central Pacific block. Brazil. 30p.
- Repsol Exploración Colombia S.A., 1996. Informe final geología y geofísica, Contrato de Asociación Chocó Central. Bogotá. 15 p.
- Repsol Exploración Colombia S.A., sin fecha. Levantamiento sísmico terrestre, Chocó Central. SISMOCOL S.A. Bogotá. 106
- Restrepo, J.J., Toussaint, J.F., 1988. Terrenes and continental accretion in the Colombian Andes. Episodes. 11 (3), 189-193

- Rojas, O., 1967. Geological traverses in the Chocó regions. Northwestern, Colombia. EPIS; ISN 434, Informe No. 810. p. 43 más apéndice.
- Rojas, O., Colombian Petroleum Company, 1967. Geological traverses in the Chocó region (northwestern Colombia). Bogotá. 137 p.
- Suárez, M., Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 1990. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del San Juan. Escala 1:25.000.
- Suárez, M., Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 1990. Mapa geológico compilado de la Cuenca del San Juan, Escala 1:500.000. Bogotá.
- Taborda, B., Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, 1961. Cuencas sedimentarias de Colombia. Bogotá. 29 p.
- Texas Petroleum Company, 1989. Informe geológico área de asociación Istmina. Bogotá. 29 p.
- Vargas, J. Compañía Petrolera Latina Inc., 1988. Chocó Pacific basin Geologic Section S-N Atrato Sub-basin and San Juan-Tumaco Sub-basin. File I-A-11.
- Wokittel, R. Ingeominas, 1958. Geología Económica del Chocó. Bogotá. 66 p.

### **Bibliografía adicional consultada**

- Aspden, J.A., McCourt, W.J. and Brook, M., 1987. Geometrical control of subduction-related magmatism: the Mesozoic and Cenozoic plutonic history of Western Colombia. *Journal of the Geological Society, London*. 144, 893-905.
- Barlow, C.A., 1981. Radar geology and tectonic implications of the Chocó Basin, Colombia, South America: Arkansas University, M.Sc. thesis. p. 102.
- BGR-Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales de Alemania e INGEOMINAS, 1990. Mineralizaciones primarias de minerales del grupo de platino y oro en la Cuenca de los Ríos Condoto e Iró, Chocó, Colombia .
- Berggren, W.A., Kent, D.V., Swisher, C.C., and Aubry, M., 1995. A revised Cenozoic geochronology and chronostratigraphy, pp. 129-212, In Berggren, W.A., Kent, D.V. Swisher, C.C., Aubry, M. and Hardenbol, J. (eds), *Geochronology, Time Scales and Global Stratigraphic Correlation*. SEPM Special Publication No. 54.

- Billich, A., Frohlich, C., and Mann, P. 2001. Global seismicity characteristics of subduction to strike slip transitions. In: *Journal of Geophysical Research*, 106:B9. pp 19443-19452.
- Bilotti, F., Shaw, J., Brennan, P., 2000. Quantitative structural analysis with stereoscopic remote sensing imagery. *AAPG Bulletin*. 84(6): 727-740.
- Bolli, H.M., Saunders, J.B., and Perch Nielsen, K. (Eds.), 1985. *Plankton stratigraphy*: Cambridge (Cambridge Univ. Press). p. 1032.
- Bolli, H.M., Beckmann, J.P., and Saunders, J.B., 1994. *Benthic foraminiferal biostratigraphy of the South Caribbean region*. NY: Cambridge University press. p. 408.
- Cediel, F., Barrero, D., and C. Cáceres, 1998. *Seismic Atlas of Colombia: Seismic expression of structural styles in the basins of Colombia*. Robertson Research Internat., U.K., Geotec Ltda. Vol. 1-6.
- Cediel, F., Shaw R.P., and C. Cáceres, 2003, Tectonic assembly of the Northern Andean Block, in Bartolini, C., Buffer, R.T. and Blickwede, J., eds., *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics*: AAPG Memoir 79, p.815-848.
- Coates, A.G., Laurel, S., Collins, Aubry, Marie-Pierre, Berggren, William A. 2004. *The Geology of the Darien, Panama, and the late Miocene-Pliocene collision of the Panama arc with northwestern South America*. GSA. Bulletin
- Cossio, U., 2003. *Geología de las planchas 202 Pilizá, 203 Istmina, 221 Pizarro y 222 Sipí. Departamento del Chocó. Escala 1:100000. Memoria explicativa. Ingeominas Bogotá. p. 71. y anexos.*
- Dorsey, R., Umhoefer, P., Ingle, C., Mayer, L., 2001. Late Miocene to Pliocene stratigraphic evolution of northeast Carmen Island, Gulf of California: implications for oblique-rifting tectonics. *Sedimentary Geology* 144(2001):97-123.
- Duque-Caro, H., 1991. *Contributions to the geology of the Pacific and Caribbean coastal areas of northwestern Colombia and South America*: Princeton University, PhD. thesis. p. 132.
- Estrada, J.J., 1995. *Paleomagnetism and accretion events in the Northern Andes*. PhD. thesis. State University of New York. Binghamton. 172 p.

- Figueroa, Y., Nuñez, A., 1990. Cartografía geológica de un área en las cabeceras del Río San Juan (Chocó). Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. 61 p.
- Fischborn, J., Carrillo, V., 1983. Informe geológico, área de Contrato de Asociación de Asamera Inc. Cuenca Chocó Atrato. Bloque Quibdó. EPIS; Informe No. 997. p. 41
- Gradstein, F.M., Ogg, J.G., and Smith, A.G., Agterberg, F.P., Bleeker, W., Cooper, R.A., Davydov, V., Gibbard, P., Hinnov, L.A., House, M.R., Lourens, L., Luterbacher, H.P., McArthur, J., Melchin, M.J., Robb, L.J., Shergold, J., Villeneuve, M., Wardlaw, B.R., Ali, J., Brinkhuis, H., Hilgen, F.J., Hooker, J., Howarth, R.J., Knoll, A.H., Laskar, J., Monechi, S., Plumb, K.A., Powell, J., Raffi, I., Röhl, U., Sadler, P., Sanfilippo, A., Schmitz, B., Shackleton, N.J., Shields, G.A., Strauss, H., Van Dam, J., van Kolschoten, T., Veizer, J., and Wilson, D., 2004. A Geologic Time Scale 2004. Cambridge University Press, 589 pages.
- Gutscher, M.A., Malavieille, J., Lallemand, S. Collot, Y., 1998. Tectonic segmentation of North Andean margin: impact of the Carnegie Ridge collision. Earth and Planetary Letters. 168, 255-270.
- Haffer, J., 1967. Geologic compilation map Northwestern Colombia. Colombian Petroleum Company, Escala 1:500.000.
- Haffer, J., 1965. Río Uva-traverse. Colombian Petroleum Company, Escala 1:50.000.
- Hallam, A., 1981. Facies interpretation and the stratigraphic record. San Francisco: W. H. Freeman and Company. p. 291.
- Ibaraki, M., 1997. Closing of the Central American Seaway and Neogene coastal upwelling along the Pacific coast of South America. Tectonophysics. 281, 99-104
- IGAC-INGEOMINAS, 2006. Investigación integral del andén Pacífico colombiano. Tomo 1, Geología. Bogotá. p. 152.
- Kellogg, J.N., and Vega, V., 1995. Tectonic development of Panamá, Costa Rica, and the Colombian Andes: Constraint from global positioning system geodetic studies and gravity. Geological Society of America, Special paper. 295, 75-90.
- Kroonenberg. S.B., Bakker, G.M. and Van der Wiel, A.M., 1990. Late Cenozoic uplift and paleogeography of the Colombian Andes: constraints on the development of high-Andean biota. 69, 279-290.

- Lüschen, E., 1986. Gravity and height changes in the ocean-continent transition zone in western Colombia. *Tectonophysics*. 130:141-157.
- McCourt, W.J., Aspden, J.A. and Brook, M., 1984. New geological and geochronological data from the Colombian Andes: continental growth by multiple accretion. *Journal of the Geological Society, London*. 141, 831-845.
- Mera, R., y Piragua, A., 2000. Correlación de las rocas del intervalo Paleoceno-Oligoceno, Subcuenca de San Juan, Chocó. Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. 93 p.
- Minera Utah de Colombia Ltda., 1980. Geological map of the Atrato-San Juan Basins and Surrounding Areas. Escala 1:500.000
- Mountney, N. and Westbrook, G., 1997. Quantitative analysis of Miocene to Recent forearc basin evolution along the Colombian convergent margin. *Basin Research*. 9, 177-196
- Murray, J., 1991. Ecology and paleoecology of benthic foraminifera. NY: Pearson Education. p. 397.
- Muñoz, R., Salinas, R., James, M., Bergmann, H., Tistl, M., 1989. Mineralizaciones primarias del grupo del platino y oro en la cuenca de los ríos Condoto e Iró, Chocó, Colombia. BGR - Ingeominas, Informe técnico, Medellín.
- Pennington, W., 1981. Subduction of the Eastern Panamá Basin and Seismotectonics of Northwestern South America. *Journal of Geophysical Research*. 86, 10753-10770.
- Petters, V., and Sarmiento, S., 1956. Oligocene and Lower Miocene biostratigraphy of the Carmen-Zambrano área, Colombia. *Micropaleontology*, 2(1):7-35.
- Porta de J., La Formación del Istmo de Panamá. Su incidencia en Colombia. *Revista Academia Colombiana de Ciencias*. 27(103), 191-216.
- Ruiz, J., Tosdal, R.M., Restrepo, P.A., Murillo-Muñeton, G., 1999. Pb isotope evidence for Colombia-southern Mexico connections in the Proterozoic. In Ramos, V.A., and Keppie, J.D., eds., *Laurentia-Gondwana Connections before Pangea*: Boulder, Colorado, Geological Society of America Special Paper 336.
- Schmidt-Thomé, M., Feldhaus, L., Salazar, G., Muñoz, R., 1992. Explicación del mapa geológico, escala 1:250.000, del flanco Oeste de la cordillera occidental entre los Ríos Andágueda y Murindo, Departamentos de Antioquia y Chocó, República de Colombia.

Texas Petroleum Company, 1988. Pacific Coast of Colombia and SW Panamá Geologic Map, Oligocene Limestone Isolith. Bogotá. Escala 1:500.000

### **Bibliografía Estratigrafía**

Bolli, H.M., Saunders, J.B., and Perch-Nielsen, K. (Eds.), 1985. Plankton stratigraphy: Cambridge (Cambridge Univ. Press). p. 1032.

Bolli, H.M., Beckmann, J.P., and Saunders, J.B., 1994. Benthic foraminiferal biostratigraphy of the South Caribbean region. NY: Cambridge University press. p. 408.

Berggren, W.A., Kent, D.V., Swisher, C.C. and Aubry, M., 1995. A revised Cenozoic geochronology and chronostratigraphy, pp. 129-212, IN Berggren, W. A., D.V. Kent, C.C., Swisher, M. Aubry, and J. Hardenbol (eds), Geochronology, Time Scales and Global Stratigraphic Correlation. SEPM Special Publication No. 54.

Continental de Colombia & Oil Gulf Company, 1974. Opogadó-1 Well. Summary Information. p. 1.

Cossio, U., 2003. Geología de las planchas 202 Pilizá, 203 Istmina, 221 Pizarro y 222 Sipí. Departamento del Chocó. Escala 1:100000. Memoria explicativa. Ingeominas Bogotá. p. 71. y anexos.

Dorsey, R., Umhoefer, P., Ingle, C., Mayer, L., 2001. Late Miocene to Pliocene stratigraphic evolution of northeast Carmen Island, Gulf of California: implications for oblique-rifting tectonics. *Sedimentary Geology* 144(2001):97-123.

Duque-Caro, H., 1991. Contributions to the geology of the Pacific and Caribbean coastal areas of northwestern Colombia and South America: Princeton University, PhD. thesis. p. 132.

Figueroa, Y., y Nuñez, A., 1990. Cartografía geológica de un área en las cabeceras del Río San Juan (Chocó). Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. 61 p.

Gradstein, F.M., Ogg, J.G., and Smith, A.G., Agterberg, F.P., Bleeker, W., Cooper, R.A., Davydov, V., Gibbard, P., Hinnov, L.A., House, M.R., Lourens, L., Luterbacher, H.P., McArthur, J., Melchin, M.J., Robb, L.J., Shergold, J., Villeneuve, M., Wardlaw, B.R., Ali, J., Brinkhuis, H., Hilgen, F.J., Hooker, J., Howarth, R.J., Knoll, A.H., Laskar, J., Monechi, S., Plumb, K.A., Powell, J., Raffi, I., Röhl, U., Sadler, P.,



- Sanfilippo, A., Schmitz, B., Shackleton, N.J., Shields, G.A., Strauss, H., Van Dam, J., van Kolfschoten, T., Veizer, J., and Wilson, D., 2004. A Geologic Time Scale 2004. Cambridge University Press, 589 pages.
- Hallam, A., 1981. Facies interpretation and the stratigraphic record. San Francisco: W. H. Freeman and Company. p. 291.
- IGAC-INGEOMINAS, 2006. Investigación integral del andén Pacífico colombiano. Tomo 1, Geología. Bogotá. p. 152.
- Mera, R., y Piragua, A., 2000. Correlación de las rocas del intervalo Paleoceno-Oligoceno, Subcuenca de San Juan, Chocó. Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. 93 p.
- Muñoz, F., Cogollo, M. 2000. Potencial generador del Pacífico colombiano-Cuenca del San Juan. Biocronología y paleoambientes. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta. p.150.
- Murray, J., 1991. Ecology and paleoecology of benthic foraminifera. NY: Pearson Education. p. 397.
- Petters, V. and Sarmiento, S., 1956. Oligocene and Lower Miocene biostratigraphy of the Carmen-Zambrano Area, Colombia. Micropaleontology, 2(1):7-35.
- Richmond Petroleum Company. 1954. Buchadó-1. Final report. Bogotá. p. 50.
- Robertson Research, 1985. Opogadó-1. Stratigraphic summary. Project No. 856-M-992-B. Enclosure 14.3.
- Robertson Research, 1985. Buchadó-1. Stratigraphic summary. Project No. 856-M-992-B. Enclosure 14.4.
- Robertson Research, 1988. The biostratigraphic, paleoenvironments and petroleum geochemistry of the Buchadó-1, Tambora-1 and Sandí-1 wells, Pacific coastal region of Colombia. Report No. 3792/lb for Ecopetrol. Bogotá. p. 104.
- Rojas, O., 1967. Geological traverses in the Chocó regions. Northwestern, Colombia. EPIS; ISN 434, Informe No. 810. p. 43 más apéndice.
- Texas Petroleum Company, 1989. Informe geológico Área de Asociación Istmina. EPIS; ISN: 1290, Informe No. 2352.

## **Bibliografía Estructural**

- McClay, K., 1997. Structural interpretation in sedimentary basins. Royal Holloway University of London.
- Mitra, S. & Namson, J., 1991. Balanced Cross Sections in Hydrocarbons exploration and production, an AAPG short course.
- Novoa, E. Suppe, J. & Shaw, J., 2000. Inclined – shear restorations of growth folds. AAPG Bulletin, V. 84, No. 6, p 787–804.
- Suppe, J. Connors, C. & Zhang, Y., 2004. Shear fault – bend folding, in K. R. McClay, ed., Thrust tectonics and hydrocarbon systems: AAPG Memoir 82, p 303–323.

## **Bibliografía Gravimetria / Magnetometria**

- Bhaskara, R.D. and Rameshu, B.N., 1991. A Fortran-77 Program for Three-Dimensional Analysis of Gravity Anomalies with Variable Density Contrast, Computers and Geosciences 17, 655-667
- Carson Helicopters, 2006. Programa adquisición, procesamiento e interpretación de datos aeromagnetogravimetria en el litoral Pacifico de Colombia, Informe Técnico de la ANH
- Graterol, V. and Gumert, W., 1998. 3-D gravity inversion with variable datum, The Leading Edge, 1769-1772
- Hinze, W., 2003. Bouguer reduction density, Why 2.67?. Geophysics vol. 68, n 5, p.1559-1560
- Oldenburg, D., 1974. The inversion and interpretation of gravity anomalies, Geophysics, vol 39, n4, 526-536.
- Parker, R.L., 1973. The rapid calculation of potential anomalies, Geophysics J.J. Astr. Soc., vol 31, 447-455.

## **Bibliografía Petrofísica**

- Amaefule J., Altunbay M. et al., October 1993. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. Society of Petroleum Engineers. SPE 26436. .
- Core Laboratories, 1990. Applications of Core Data in Integrated Reservoir Description and Exploitation.
- Fertl, Walter H. Log-Derived Evaluation of Shaly Clastic Reservoirs. Society of Petroleum Engineers (SPE) from Journal of Petroleum Technology, v.39, no. 2 (1987), p. 175-194.
- Worthington, P. The Evolution of Shaly Sand Concepts in Reservoir Evaluation. Society of Professional Well Log Analysis from The Log Analyst, v.26, no. 1 (1985), p. 23-40.

## **Bibliografía Delta San Juan**

- Correa, Iván D. y Restrepo, Juan D. (eds.) 1992. Geología y Oceanografía del delta del Río San Juan, Litoral Pacífico colombiano. COLCIENCIAS – UNIV: EAFIT. Fondo Editorial Universidad EAFIT, Medellín. 221 p.
- Restrepo, Juan D., Kjerfve, B.; Correa, Iván D. y González, Juan L.; 2002. Morphodynamics of a high discharge tropical delta, San Juan river, Pacific Coast of Colombia. Marine Geology 192; 355-381.