

GASOMETRÍA SOBRE LAS LÍNEAS  
DEL PROGRAMA CHOCÓ-BUENAVENTURA 2D 2006

Para  
G2 SEISMIC LTDA

Por  
Omar Wilches, Geólogo MSc  
Susan Hurtado, Ing. Geóloga  
Jaime Cujabán, Ing. Químico

Bogotá, Junio de 2010

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO.....	4
1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	5
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	5
2. UBICACIÓN.....	5
3. METODOLOGÍA.....	7
3.1 MUESTREO.....	7
3.2 PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO.....	8
3.3 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....	10
4 INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS.....	12
4.1 ESTIMACIÓN DEL ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS.....	12
4.2 PREDICCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO.....	12
4.3 RESULTADOS.....	13
4.3.1 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-14.....	14
4.3.2 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-3.....	17
4.3.3 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-5.....	19
4.3.4 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-12A.....	21
4.3.5 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-10.....	24
4.3.6 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-12.....	26
4.3.6 Mapa de clases y contornos metano, etano y C3+.....	29
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	34
REFERENCIAS.....	36

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa índice del área de estudio sobre el DEM.....	6
Figura 2. Técnica utilizada de Purga y trampa acoplada al Cromatógrafo de Gases .....	9
Figura 3. Posible tipo de fluido esperado en el área de estudio.....	13
Figura 4. Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-14. ....	16
Figura 5. Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-3. ....	18
Figura 6. Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-5 .....	20
Figura 7. Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-12A.....	23
Figura 8. Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-10 .....	25
Figura 9. Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-12. ....	28
Figura 10. Mapa de clases y contornos de metano.....	30
Figura 11. Mapa de clases y contornos de etano.....	31
Figura 12. Anomalías de metano sobre el mapa geológico .....	32
Figura 13. Anomalías de etano sobre el mapa geológico .....	33

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de Bernard para determinar el posible origen de los hidrocarburos .	12
Tabla 2. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-14 .....	14
Tabla 3. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-3 .....	17
Tabla 4. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-5 .....	19
Tabla 5. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-12A...	21
Tabla 6. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-10 .....	24
Tabla 7. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-12 .....	26

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Fichas de campo.	
Anexo 2. Informe de calibración	
Anexo 3. Resultados de los análisis cromatográficos, estimación del origen de los Hidrocarburos y posible tipo de hidrocarburo esperado.	
Anexo 4. Resultados Estadísticos.	
Anexo 5. Mapa de clases y contornos de metano	
Anexo 6. Mapa de clases y contornos de etano	

## RESUMEN EJECUTIVO

Este estudio de gasometría, se realizó sobre el programa sísmico Chocó-Buenaventura 2D-2006. Se recolectaron y analizaron 919 muestras de suelo sobre el estacado de seis líneas sísmicas ANH-CH(B)-2006-3, ANH-CH(B)-2006-5, ANH-CH(B)-2006-12A, ANH-CH(B)-2006-10, ANH-CH(B)-2006-12 y ANH-CH(B)-2006-14, con espaciado de muestreo de 400 m.

Las muestras se analizaron por la técnica de gas libre en suelo (*“Head Space Technique”*), con el estándar de gas líquido, para determinar hidrocarburos tales como metano (C<sub>1</sub>), etano (C<sub>2</sub>), propano (C<sub>3</sub>), butano (n-C<sub>4</sub>), n-pentano (n-C<sub>5</sub>), n-hexano (n-C<sub>6</sub>), heptano (n-C<sub>7</sub>), n-octano (n-C<sub>8</sub>), n-nonano (n-C<sub>9</sub>), n-decano (n-C<sub>10</sub>), undecano (C<sub>11</sub>) y n-dodecano (n-C<sub>12</sub>).

Las anomalías se integraron con la imagen sísmica, información estructural y geológica, para determinar la posible fuente de las anomalías. Se determinaron cinco (5) anomalías principales para la línea ANH-CH(B)-2006-14, cuatro (4) anomalías para la línea ANH-CH(B)-2006-3, tres (3) en la línea ANH-CH(B)-2006-5, cinco (5) en la línea ANH-CH(B)-2006-12A, cinco (5) en la línea ANH-CH(B)-2006-10 y cinco (5) en la línea ANH-CH(B)-2006-12.

Las principales anomalías de metano se localizan al este de las líneas 10 y 12, en el cruce de las líneas 12 y 3 y al este de la línea 12A. Para el etano, la principal anomalía se localiza al sur del área de estudio sobre la línea 12A, en los extremos de la línea 12, al este de la línea 10 y en línea 3 cercana a la desembocadura del Río Copona en el Río San Juan.

De acuerdo al mapa geológico de superficie y a las imágenes sísmicas interpretadas, la presencia de las anomalías esta asociada a las zonas de falla definidas.

Según las relaciones de C<sub>1</sub> y C<sub>2</sub>, gráficos de Jones y Drozd (1983) y William et al (1981), fluido esperado es Gas Seco, con menor cantidad de petróleo y gas.

## 1. INTRODUCCIÓN

El principio de la prospección geoquímica se basa en el hecho que las fracciones más volátiles de los hidrocarburos migran hacia la superficie por mecanismos de flotabilidad, difusión y efusión a través de las zonas de fracturas o la permeabilidad de los estratos a partir de las acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo.

### 1.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar la recolección de muestras, el procesamiento e interpretación, para la gasometría de superficie en 919 puntos distribuidos en 6 líneas correspondientes al programa sísmico Chocó-Buenaventura 2D 2006; integrándolos con la sísmica y la geología de superficie.

### 1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificación de componentes de gas en la gama del C<sub>1</sub> al C<sub>12</sub>.
- Identificación de las anomalías de primer y segundo orden.
- Análisis de probabilidades de relación genética entre los resultados obtenidos y las acumulaciones de hidrocarburos en depósitos conocidos.
- Integración de los datos de geoquímica con la información sísmica procesada y la geología de superficie.

## 2. UBICACIÓN

El programa sísmico Chocó Buenaventura 2D 2006, se diseñó para la parte sur del Bloque San Juan, ubicado en la región suroccidental de Colombia en Departamento del Valle del Cauca y Chocó.

La principal vía de acceso es la vía Cali-Buenaventura en la parte sur del programa sísmico. Para llegar a algunos tramos de las líneas sísmicas es necesario atravesar en lancha el Río San Juan y sus afluentes, al igual que manglares presentes en el área. Se conto en términos generales con caminos y la trocha de las líneas sísmica para el acceso a los puntos de muestreo. El acceso a los volantes fue en helicóptero.

El programa sísmico comprende 6 líneas sísmicas. La línea ANH-CH(B)-2006-03 de azimut 22° tiene una longitud de 94 km, es atravesada por las líneas ANH-CH(B)-2006-14

de azimut  $110^\circ$  con longitud de 65 km, por las línea ANH-CH(B)-2006-10 de azimut  $110^\circ$  longitud de 82 km, la línea ANH-CH(B)-2008-5 de azimut  $26^\circ$  con una longitud de 18 km y la línea ANH-CH(B)-2006-12A de azimut  $112^\circ$  longitud de 42 km. con una longitud de 81 km y la línea ANH-CH(B)-2006-12 de azimut  $111^\circ$ .

En la figura 1- Mapa índice del área de estudio, se presenta el programa sísmico sobre el mapa de Colombia sobre el Modelo de Elevación Digital-DEM.

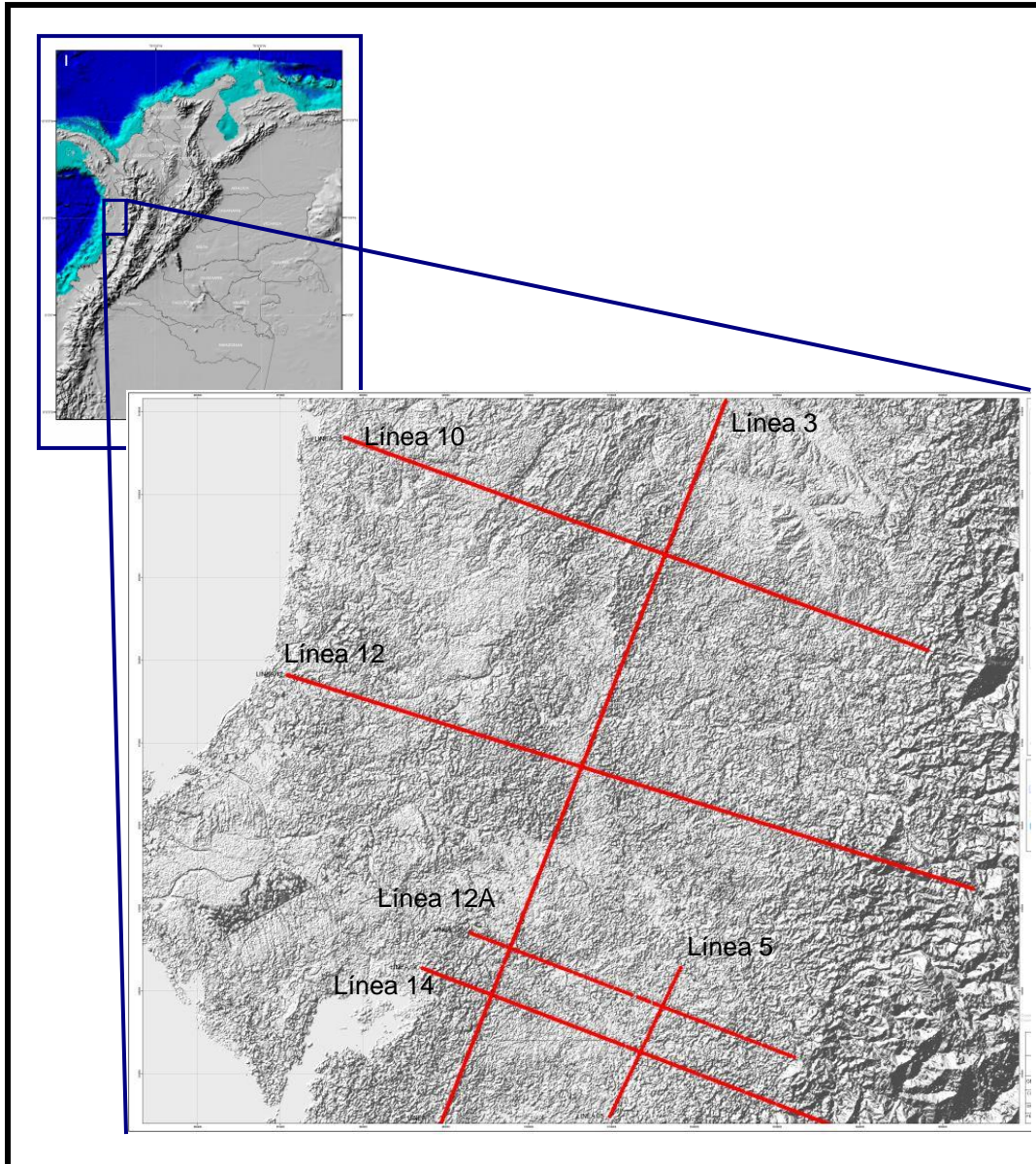


Figura 1. Mapa índice del área de estudio sobre el DEM

### 3. METODOLOGÍA

#### 3.1 MUESTREO

Se tomaron muestras de suelo de pozos perforados entre uno y dos metros de profundidad. Los pozos se hicieron con ayuda de un barreno manual, la cantidad de muestra fue de 400 gramos, aproximadamente, se almacenaron en recipientes herméticos de 1/4 de galón, libres de bacterias, las muestras se tomaron en condiciones de completa asepsia, se adicionó agua destilada y bactericida (glutaraldehido), fueron marcadas, preservadas y debidamente georeferenciadas. En cada punto de muestreo se tomó información de: fecha de muestreo, número de muestra, elevación del terreno, profundidad a la que se tomó la muestra. Se describió el tipo de suelo, color, humedad, tipo de vegetación y litología; esta información se presenta en el Anexo 1- Fichas de campo. El proceso de recolección se visualiza en las fotografías 1 a 4.



Fotografía 1. Perforación con barreno manual



Fotografía 2. Pesado de la muestra



Fotografía 3. Adición del bactericida



Fotografía 4. Marcación de la muestra

El muestreo se realizó por 2 grupos compuesto cada uno por 1 técnico en recolección y 2 auxiliares de campo. El promedio diario de recolección fue de aproximadamente 5 muestras por grupo por día. En el transcurso del muestreo geoquímico (primer periodo 26 de enero al 02 de marzo del 2009, segundo periodo del 26 de abril al 12 de mayo del 2009, tercer periodo 9 de noviembre al 1 de diciembre de 2009 y cuarto periodo 14 de enero a 24 de febrero de 2010), se realizaron un total de 16 envíos, con destino al laboratorio de HGA Ltda. (Bogotá).

### 3.2 PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

El método “*headspace*” es la forma de obtener los compuestos volátiles, asociados a una muestra sin el uso de extracción por solventes. El término “*headspace*” se refiere al espacio libre que queda entre la parte superior del contenido líquido o sólido y la tapa del frasco. El objetivo es analizar el vapor de la sustancia presente en este espacio, posterior a la preparación de la muestra que incluye agitación (5 minutos), calentamiento (60 °C y 15 minutos) y ultrasonido (5 minutos), esto con el fin de liberar el gas presente en la fase sólida para que se incremente la concentración en la fase gaseosa.

El método de análisis cromatográfico de la muestra es esencialmente un proceso físico de separación de los componentes de una mezcla, el cual se basa en la diferencia de velocidades de migración de cada componente, lográndose una distribución diferencial entre dos fases: un lecho o fase estacionaria (columna sólida) y una fase móvil o gas inerte (gas portador de la muestra). El gas liberado al espacio libre del recipiente es concentrado en un equipo de Purga y Trampa *Tekmar* LSC 2000, el cual inyecta la muestra directamente al cromatógrafo HP 5890 serie II, equipado con detector de ionización de llama (FID) y columna capilar GS-GASPRO de 0.32 mm de diámetro interno y 60 metros de longitud; recomendada para la separación de hidrocarburos del C<sub>1</sub> a C<sub>12</sub>.

La utilización de purga y trampa, disminuye el posible error producido por la manipulación de las muestras, por parte de los analistas, ya que la inyección al cromatógrafo se realiza de manera automática (Ver figura 2-Técnica utilizada de purga y trampa acoplada al cromatógrafo de gases).

Para la calibración del cromatógrafo se utilizó el gas patrón, producido y certificado por la empresa Air Liquide (Scott Specialty Gases) para hidrocarburos de C<sub>1</sub> a C<sub>12</sub>; con el cual se calibró el equipo para la cuantificación de los hidrocarburos presentes en las muestras a ser analizadas.

El programa *ChemStation* recibe e integra la señal enviada desde el cromatógrafo de gases, identifica, cuantifica la concentración y presenta en forma grafica los resultados (cromatograma), ver anexo 2-Cromatogramas de las muestras analizadas.

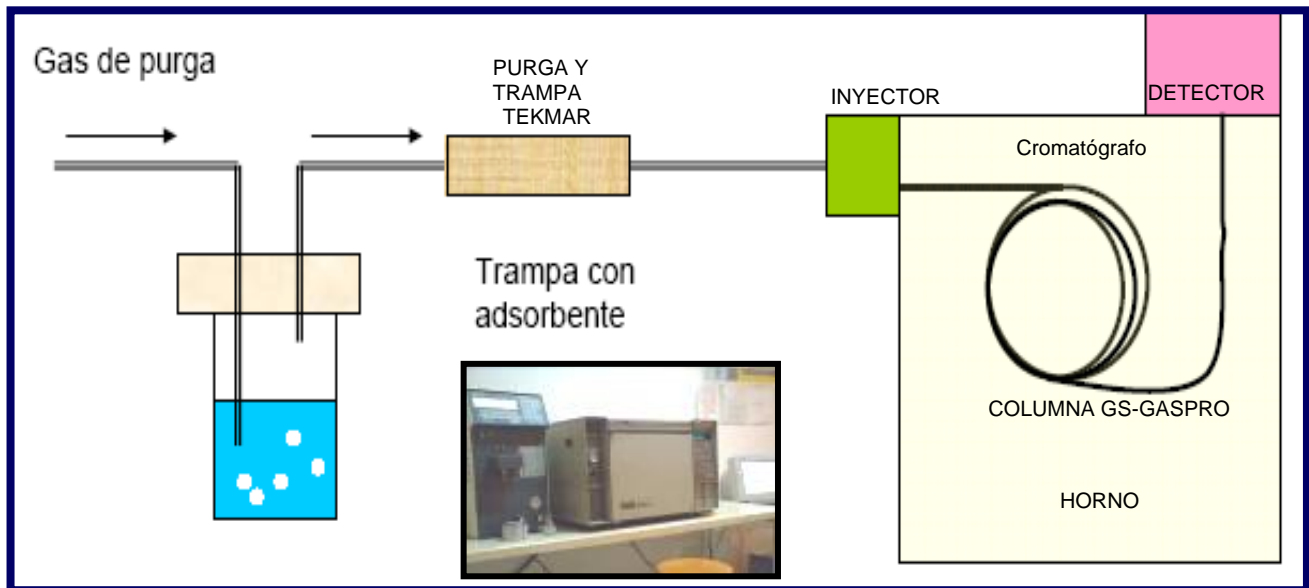


Figura 2. Técnica utilizada de Purga y trampa acoplada al Cromatógrafo de Gases

### 3.3 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Las concentraciones en partes por millón (ppm) de los gases para cada muestra se presentan en el Anexo 3 - Resultados de los análisis cromatográficos, estimación del origen de los hidrocarburos y posible tipo de hidrocarburo esperado. El gas más abundante es el metano, seguido por el etano, el gas menos abundante es el octano y no hay presencia de hidrocarburos a partir del nonano, las concentraciones decrecen a medida que el hidrocarburo se hace mas pesado.

Para cada línea (ANH-CH(B)-2006-03, ANH-CH(B)-2006-14, ANH-CH(B)-2006-5 Y ANH-CH(B)-2006-12A, ANH-CH(B)-2006-10, ANH-CH(B)-2006-12) se realizó el mismo tratamiento estadístico.

Para el procesamiento estadístico se utilizaron los programas Excel y Past con el fin de determinar medidas centrales y de dispersión. Se trabajaron por separado los valores de los gases metano, etano, y C<sub>3+</sub> (sumatoria de las concentraciones de los gases a partir del propano hasta el dodecano, incluido). Se generaron los histogramas de frecuencia con el objeto de ver la distribución de la población (ver Anexo 4 -Resultados Estadísticos).

La desviación estándar y la varianza indican que hay alta variabilidad en los datos obtenidos. La forma de la distribución interpretada para la curtosis y la asimetría de los histogramas, en general, indica un sesgo positivo de la distribución para el metano, además de registrar un “tail” largo. Esta característica de asimetría positiva es típica de compuestos traza (Isaaks, E. H. y Srivastava, R. M., 1989).

Con todos los datos se graficaron los correspondientes histogramas para: metano, etano y C<sub>3+</sub>, Se encontraron distribuciones de probabilidad lognormal para el metano y se aproximó a normal para etano y C<sub>3+</sub>, los cual ha sido recurrente en los estudios realizados.

Una vez obtenidos los parámetros de la distribución de los datos, se procede a calcular el “background” a partir de los valores promedios. En el tratamiento estadístico se eliminaron los valores extremos (los datos mayores al percentil 95) para determinar la media y la desviación estándar. El valor de la anomalía se calcula como la suma de la media más la

---

desviación estándar. La anomalía de segundo orden es el valor de la media más una desviación estándar ( $\mu + \sigma$ ) y la anomalía de primer orden corresponde a la media más dos desviaciones estándar ( $\mu + 2\sigma$ ) (Duchscherer, 1990). Este procedimiento para calcular las anomalías ha probado ser efectivo, cuando la distribución de probabilidad es normal como es el caso de este estudio.

## 4 INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS

### 4.1 ESTIMACIÓN DEL ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS

Interpretando a Bernard (1978), la proporción relativa de los alcanos saturados  $C_1$  a  $C_4$ , en una muestra de gas, proporciona la caracterización del gas; se utiliza la relación  $C_1/(C_2 + C_3)$  para hallar el coeficiente de humectabilidad. Los rangos se presentan en la tabla 1.

Relación (Parámetro de Bernard- modificado)	ORIGEN:		
	Biogénico	Diagenético	Termogénico
$C_1/(C_2 + C_3)$	>100	10 -100	0 - 10

Tabla 1. Parámetros de Bernard para determinar el posible origen de los hidrocarburos

En el Anexo 3- Resultados de los análisis cromatográficos, estimación del origen de los hidrocarburos y posible tipo de hidrocarburo esperado, se presenta los resultados obtenidos, clasificando cada muestra de acuerdo a los rangos de la tabla anterior. Se obtuvo 48.8% de los datos origen termogénico, 39.5% de los datos origen mezcla y 11.7% biogénico.

### 4.2 PREDICCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO

Para evaluar el posible tipo de fluido, se graficaron las relaciones de  $C_1$  Vs  $C_2$ , en gráficos de Jones y Drozd (1983) y William et al (1981), que permite estimar el tipo de hidrocarburo.

La ubicación de estos valores en un plano cartesiano (x, y), se representan en la Figura 3- posible tipo de fluido esperado en el área de estudio, para cada muestra. Para todos los datos se realizó el mismo cálculo, los resultados se presentan en el Anexo 3 - Resultados de los análisis cromatográficos, estimación del origen de los hidrocarburos y posible tipo de hidrocarburo esperado.

En la figura 3 - Posible tipo de fluido esperado en el área de estudio (para todo el sector), en el cual es predominantemente gas seco, con menor petróleo líquido.

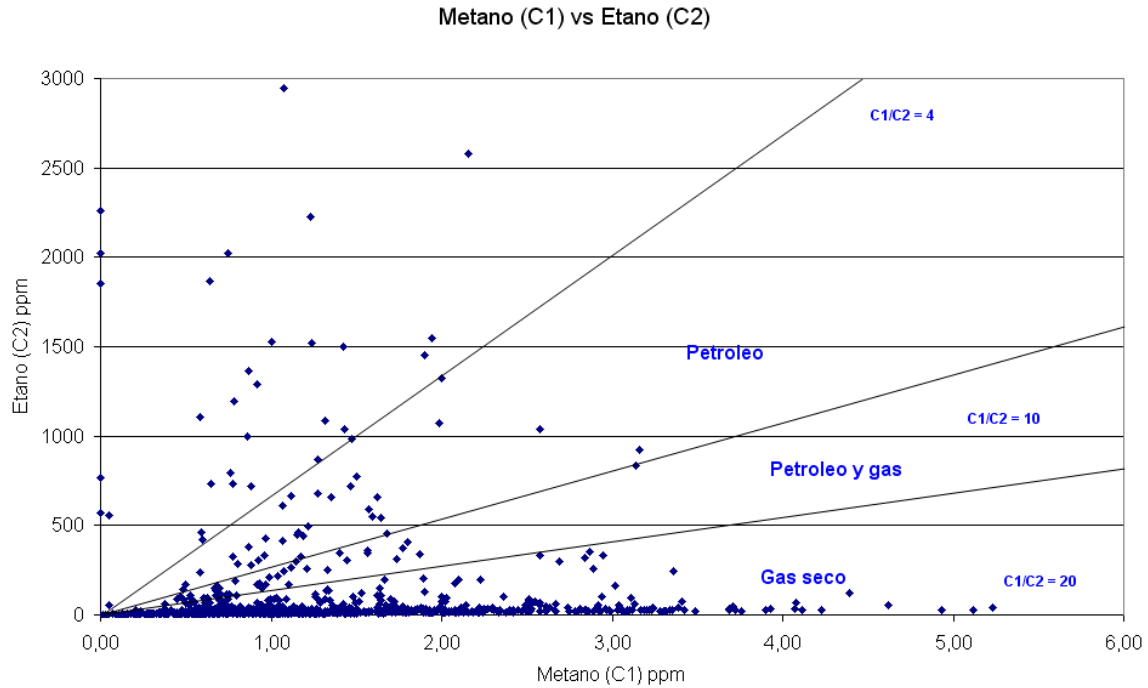


Figura 3. Posible tipo de fluido esperado en el área de estudio. Gráficos de Jones y Drozd (1983) y William et al (1981),

#### 4.3 RESULTADOS

Para la determinación de las anomalías se realizó una correlación de los resultados del análisis estadístico de la geoquímica (corrida  $C_1 - C_{12}$ ), geología de superficie e interpretación sísmica. Las anomalías se enumeraron desde el noroeste al sureste, consecutivamente para las líneas 10, 12, 12A, 14, y en dirección sur a norte en la línea 3 y 5.

Para la determinación de las anomalías inicialmente se tuvieron en cuenta los valores anómalos de etano y  $C_{3+}$ , ya que las concentraciones altas de estos, muestran la presencia de gases de origen profundo.

#### 4.3.1 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-14

En este sector se identificaron 5 anomalías, las cuales se clasifican teniendo en cuenta los resultados del análisis estadístico (ver Tabla 2- Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-14 y figura 4- Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-14).

	<b>METANO (ppm)</b>	<b>ETANO (ppm)</b>	<b>PROPANO (ppm)</b>	<b>BUTANO (ppm)</b>	<b>C3+ (ppm)</b>
Media	17.38	1.63	0.68	0.27	1.48
Anomalía de 2o Orden	30.61	2.69	1.09	0.42	2.25
Anomalía de 1er Orden	43.85	3.75	1.49	0.57	3.02

Tabla 2. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-14

Anomalía 1: anomalía de segundo orden de metano, etano y C<sub>3+</sub>, corresponde a las estacas 2460 a 2540. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a la Formación Mayorquín (Tpmy4). En superficie se encuentra el trazado de una falla con dirección SE - NW (Ver Mapa Geológico). La presencia de esta anomalía se atribuye al escape de gas a través de la zona de falla.

Anomalía 2: anomalía de segundo orden de metano, etano y C<sub>3+</sub>, corresponde a las estacas 2780 a 2870. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a las Formaciones Mayorquín (Tpmy4) y Raposo (Tpr1).

Anomalía 3: anomalía de primer orden de metano y segundo orden para etano y C<sub>3+</sub>, corresponde a las estacas 3160 a 3220. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a la Formación Raposo (Tpr1).

Anomalía 4: anomalía de segundo orden de metano, etano y C<sub>3+</sub>, se presenta entre las estacas 3340-3430 en el cruce con la línea 5. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a

---

la Formación Raposo (Tpr1). La presencia de esta anomalía se atribuye al escape de gas a través de la zona de falla de Buenaventura. (Ver Mapa Geológico)

Anomalía 6: anomalía de primer orden de metano, etano y C<sub>3+</sub>, se presenta en las estacas 4200-4300. La presencia de esta anomalía se atribuye al escape de gas a través de la zona de falla.

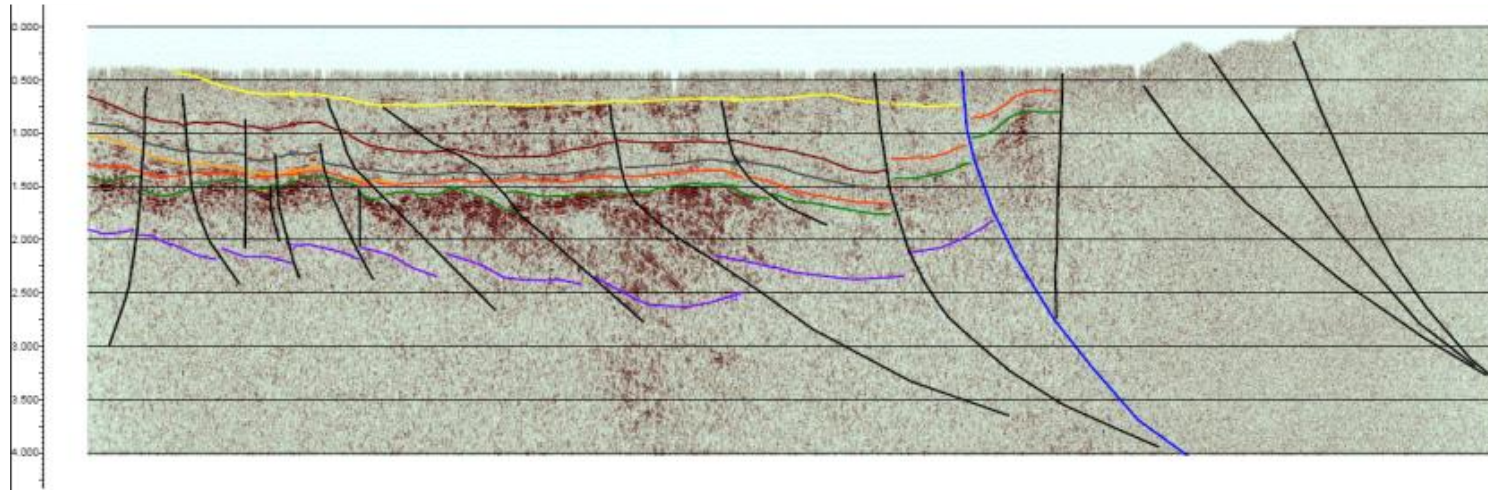
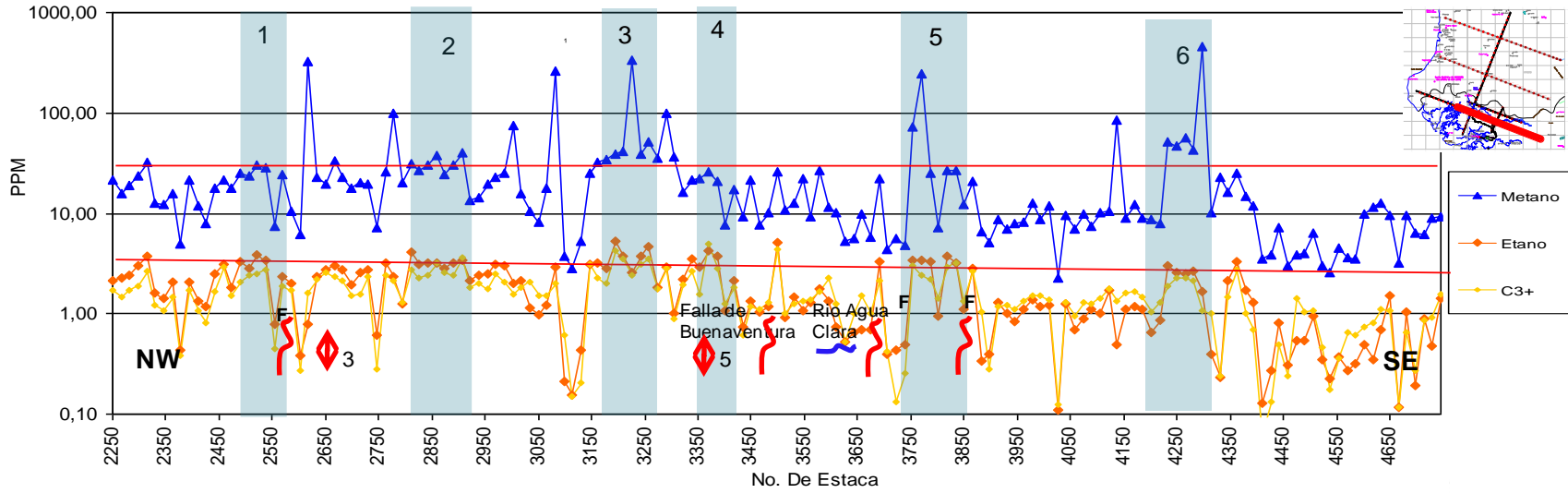


Figura 4. Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-14. Nótese que las principales anomalías están asociadas a fallas.

#### 4.3.2 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-3

En este sector se identificaron cuatro (4) anomalías, las cuales se clasificaron teniendo en cuenta el análisis estadístico (ver tabla 3- Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-3 y figura 5- Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-3):

	<b>METANO (ppm)</b>	<b>ETANO (ppm)</b>	<b>PROPANO (ppm)</b>	<b>BUTANO (ppm)</b>	<b>C3+ (ppm)</b>
Media	29,16	1,27	0,52	0,22	1,26
Anomalía de 2o Orden	87,13	1,91	0,76	0,32	1,91
Anomalía de 1er Orden	145,10	2,55	1,00	0,42	2,56

Tabla 3. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-3

Anomalía 1: anomalía de primer orden, etano y C<sub>3+</sub>, corresponde a las estacas 1220 a 1320. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a la Formación Mayorquín (Tpm).

Anomalía 2: anomalía de primer orden de etano y C<sub>3+</sub>, corresponde a las estacas 2621 a 2821. Se encuentran sobre Depósitos Cuaternarios.

Anomalía 3: anomalía de etano y C<sub>3+</sub>, corresponden a las estacas 2370-2500. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a la Formación Raposo.

Anomalía 4: anomalía de etano y C<sub>3+</sub>, corresponden a las estacas 3110 - 3121. Se encuentran sobre rocas pertenecientes Depósitos Cuaternarios y a la Formación Novita. La presencia de estas anomalías es producto del gas que se escapa a través de las fallas.

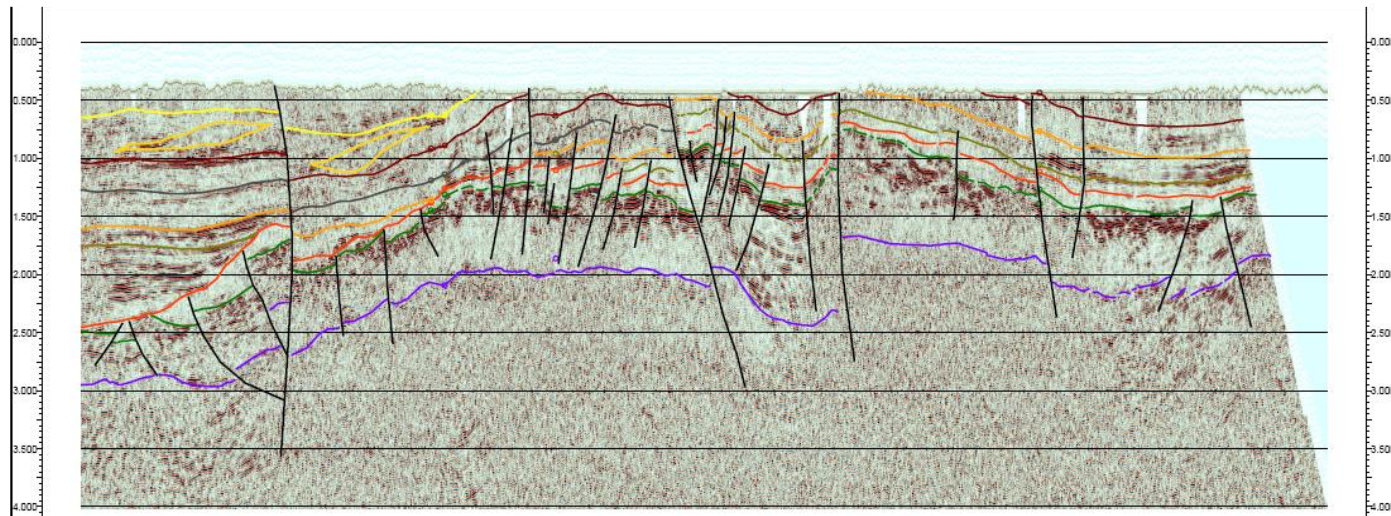
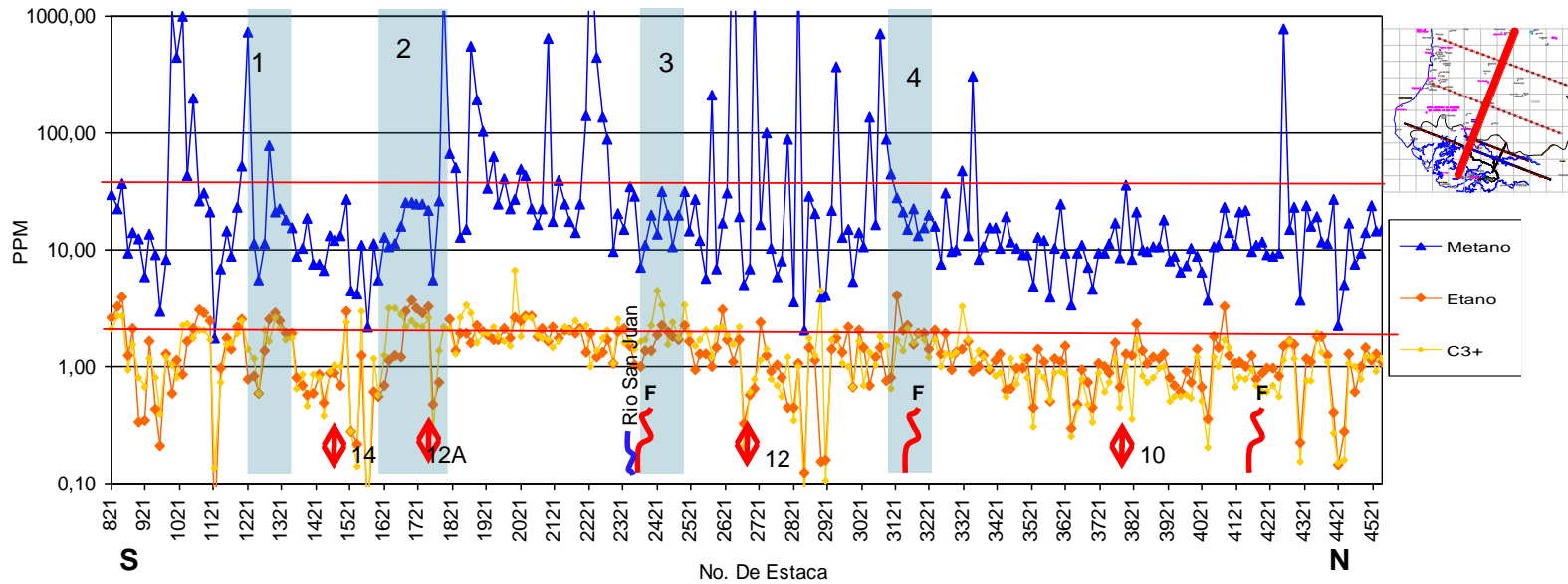


Figura 5. Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-3.  
 Nótese que las principales anomalías están asociadas a fallas.

#### 4.3.3 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-5

En este sector se identificaron 3 anomalías, las cuales se clasifican teniendo en cuenta el análisis estadístico (ver tabla 4 - Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-5 y figura 6 - Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-5).

	<b>METANO (ppm)</b>	<b>ETANO (ppm)</b>	<b>PROPANO (ppm)</b>	<b>BUTANO (ppm)</b>	<b>C3+ (ppm)</b>
Media	32.43	0.95	0.42	0.20	1.09
Anomalía de 2o Orden	77.17	1.46	0.63	0.34	1.93
Anomalía de 1er Orden	121.91	1.98	0.84	0.48	2.76

Tabla 4. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-5

Anomalía 1: anomalía de primer orden en etano, metano y C<sub>3+</sub>, se encuentra en las estacas 1150 – 1211 en el cruce con la línea 14. La presencia de estas anomalías se atribuye al escape de gas sin entrapamiento en el subsuelo hacia la atmósfera producto del fallamiento. Se encuentra sobre la Formación Raposo (Tpr1).

Anomalía 2: anomalía de primer orden en etano y C<sub>3+</sub>, se encuentra en las estacas 1250 – 1291, La presencia de estas anomalías se atribuye al escape de gas sin entrapamiento en el subsuelo hacia la atmósfera producto del fallamiento. Se encuentra sobre la Formación Raposo (Tpr1).

Anomalía 3: se presenta el gas metano, caracterizándose por ser una anomalía de primer orden, se encuentra en las estacas 1490-1550. Geológicamente pertenece a sedimentos de la Formación Raposo (Tpr1). La presencia de estas anomalías se atribuye al escape de gas a través de la falla.

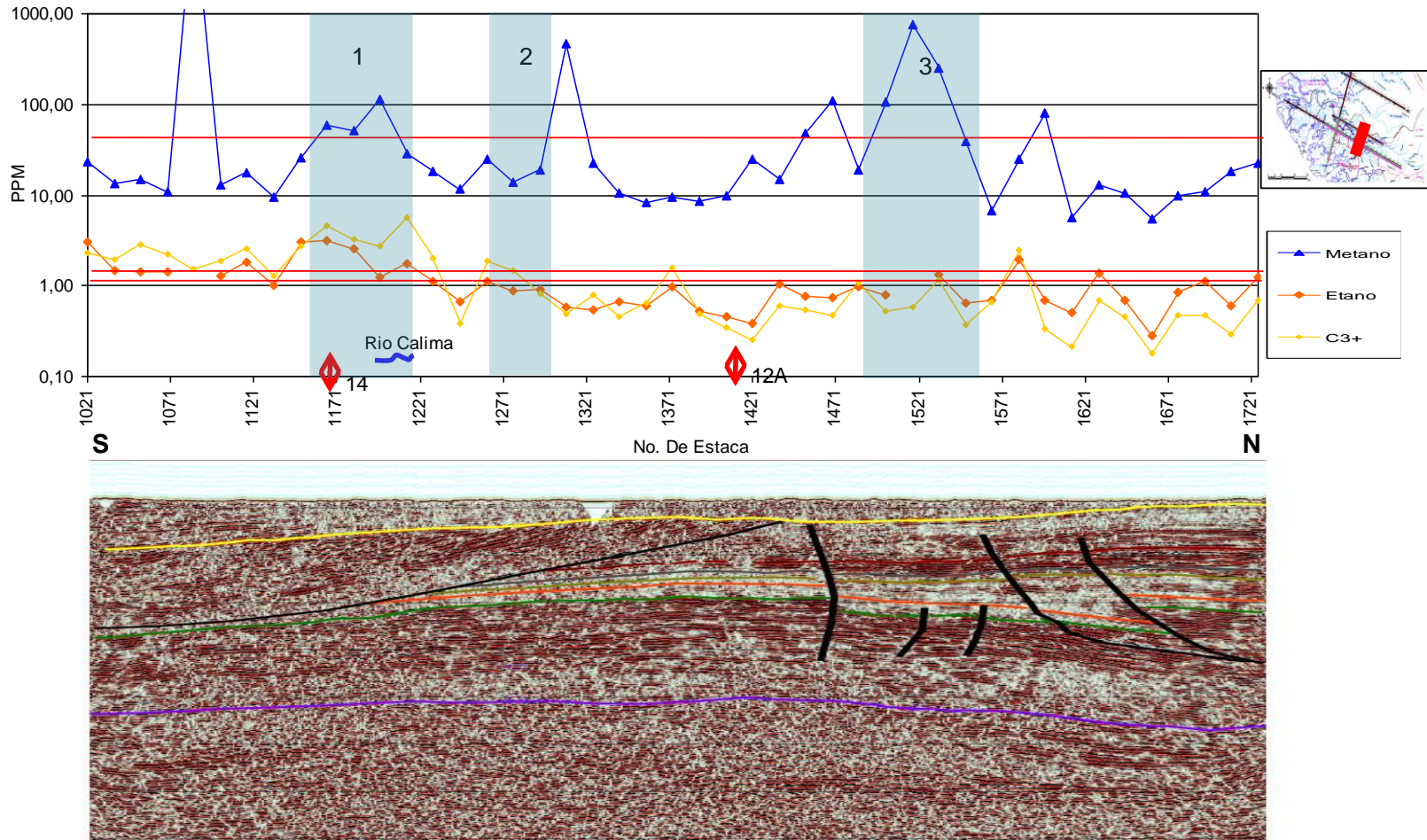


Figura 6. Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-5

#### 4.3.4 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-12A

En este sector se identificaron 5 anomalías, las cuales se clasifican teniendo en cuenta el análisis estadístico (ver tabla 5-Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-12A y figura 7-Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-12A):

	<b>METANO (ppm)</b>	<b>ETANO (ppm)</b>	<b>PROPANO (ppm)</b>	<b>BUTANO (ppm)</b>	<b>C3+ (ppm)</b>
Media	60.85	1.08	0.67	0.26	1.73
Anomalía de 2o Orden	188.32	1.76	1.09	0.44	3.12
Anomalía de 1er Orden	315.79	2.44	1.51	0.61	4.51

Tabla 5. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-12A

La anomalía 1 de primer orden en etano, metano y de segundo orden de C<sub>3+</sub>. Se ubica en las estacas 1294 - 1320, Aflora la Formación Mayorquín (Tmy4), Raposo (Tpr1) y Depósitos Aluviales Recientes (Qal). Las anomalías presentes en el sector se atribuyen al escape de gas a través de las fallas presentes en el sector (Ver mapa geológico).

La anomalía 2 de primer orden en etano y C<sub>3+</sub>. Se ubica en las estacas 1544 - 1654, Afloran la Formación Raposo (Tpr1). Las anomalías presentes en el sector se atribuyen al escape de gas a través de las fallas y del gas que escapa por las formaciones a la superficie.

La anomalía 3 se encuentra en las estacas 1974 – 2074. Son anomalías de primer orden de metano, etano y C<sub>3+</sub>, estas anomalías se le atribuyen al escape de gas por la Falla Buenaventura y fallas que se derivan de esta. Aflora la Formación Raposo.

Anomalía 4 y 5: anomalías de segundo orden de metano, etano y C<sub>3+</sub>, corresponde a las estacas 2314 a 2434 y 2534 a 2

---

574. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a la Formación Raposo (Tpr) y Depósitos Aluviales Recientes (Qal). En superficie se encuentra el trazado de una falla con dirección SE -NW (Ver Mapa Geológico e imagen sísmica). La presencia de esta anomalía se atribuye al escape de gas a través de la zona de falla.

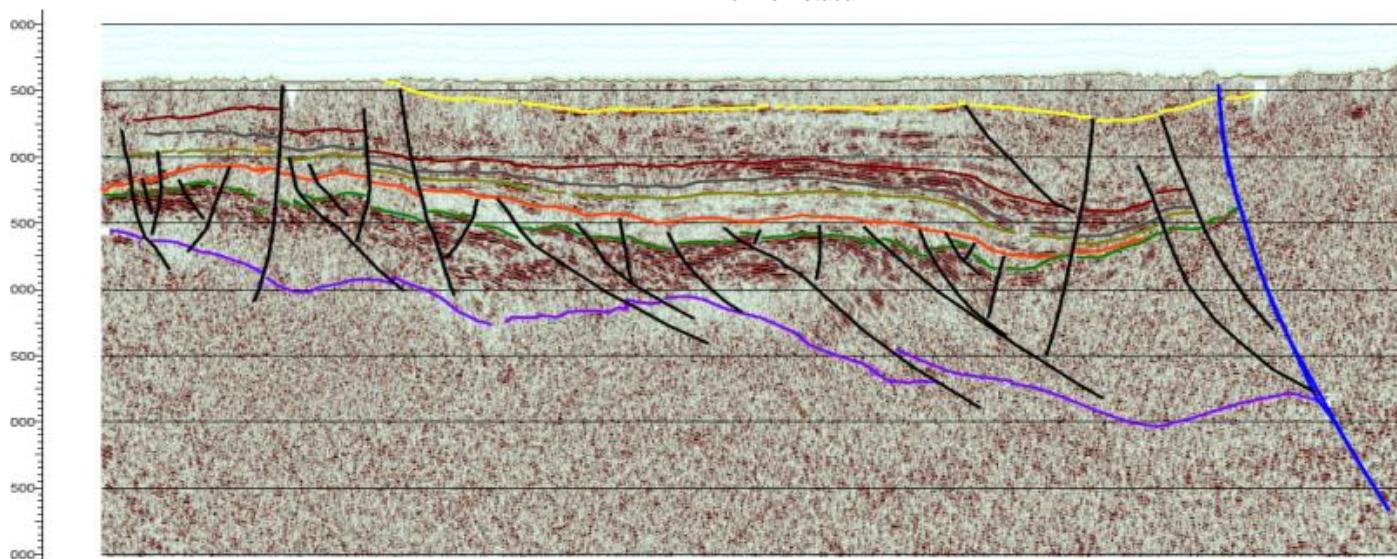
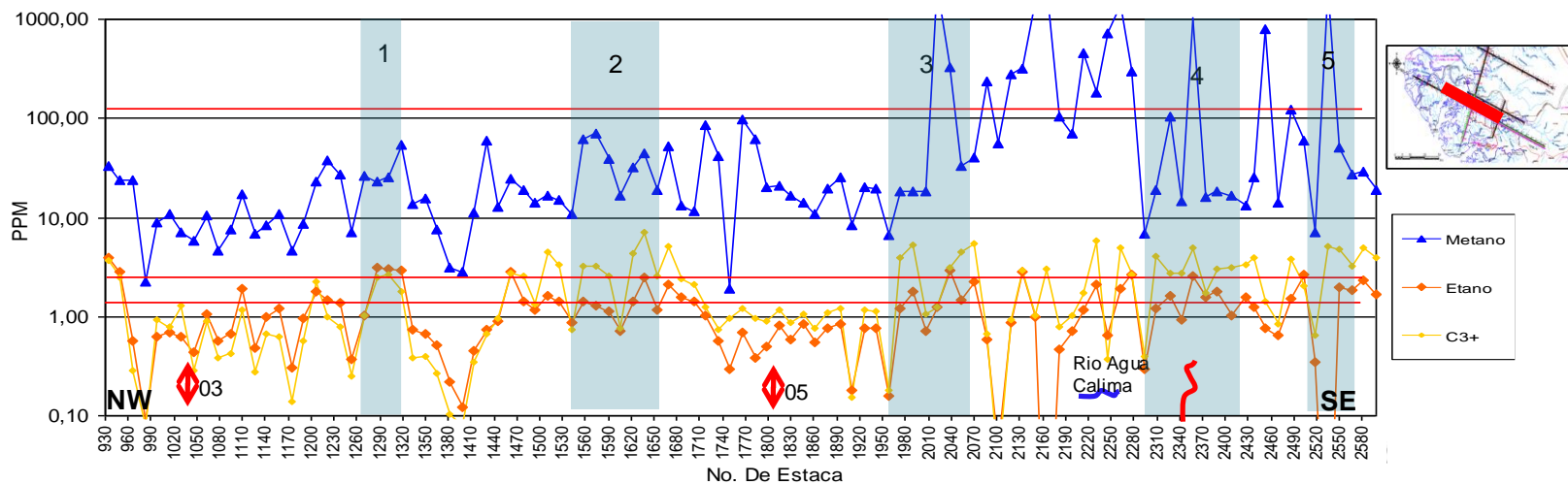


Figura 7. Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-12A.  
Nótese que las principales anomalías están asociadas a fallas.

#### 4.3.5 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-10

En este sector se identificaron 5 anomalías, las cuales se clasifican teniendo en cuenta el análisis estadístico (ver tabla 6-Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-10 y figura 8-Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-10):

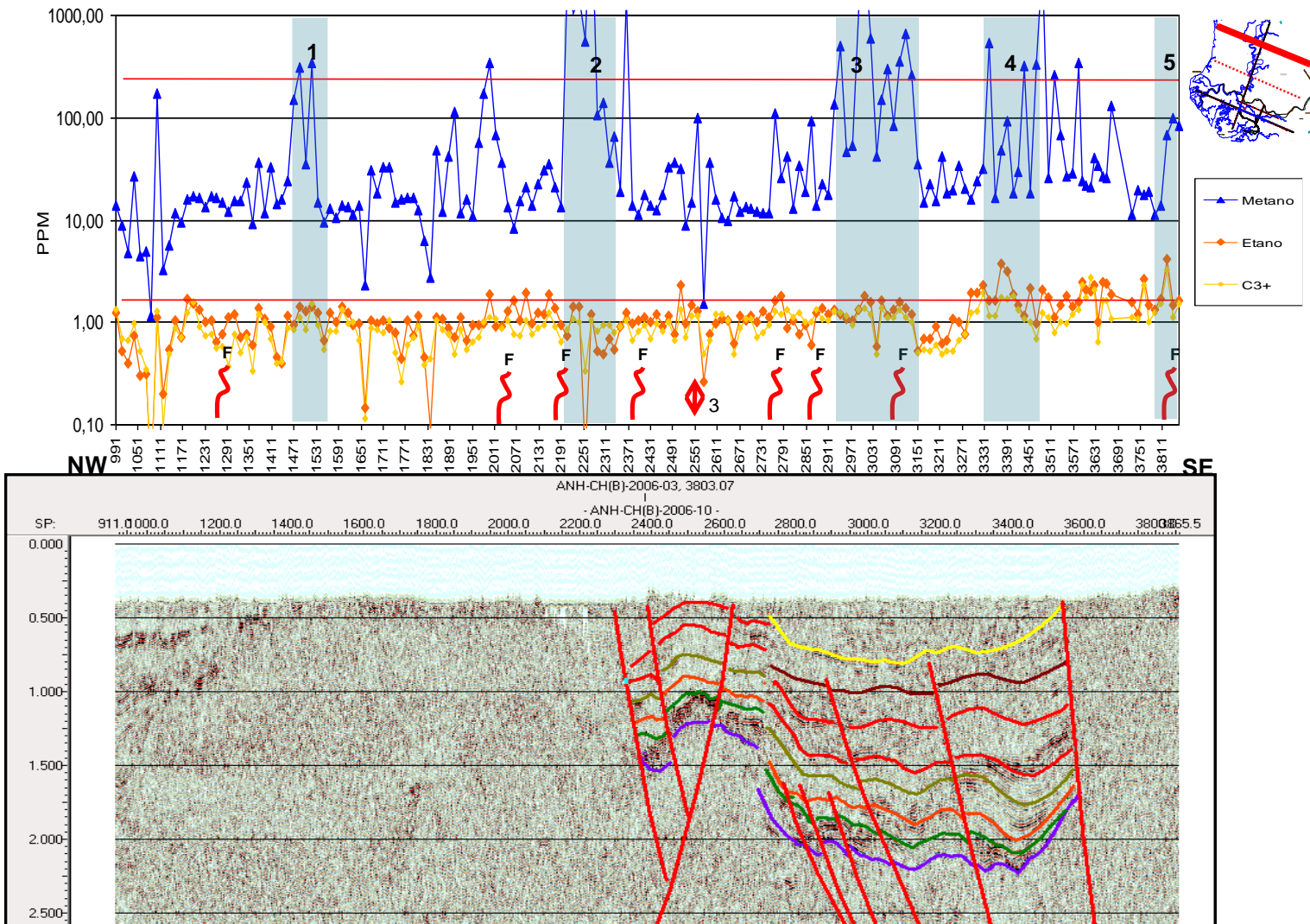
	<b>METANO (ppm)</b>	<b>ETANO (ppm)</b>	<b>PROPANO (ppm)</b>	<b>BUTANO (ppm)</b>	<b>C3+ (ppm)</b>
Media	60,18	1,09	0,46	0,15	0,91
Anomalía de 2o Orden	166,72	1,53	0,61	0,21	1,23
Anomalía de 1er Orden	273,26	1,97	0,77	0,27	1,55

Tabla 6. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-10

Anomalía 1: anomalía de segundo orden de metano, corresponde a las estacas 1450 a 1530. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a la Formación Mayorquín. La presencia de esta anomalía se atribuye la generación de gas biogenico, posible zona de inundación.

Anomalía 2: anomalía de primer orden de metano, corresponde a las estacas 2191 a 2300. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a Depósitos Cuaternarios. La presencia de esta anomalía se atribuye la generación de gas biogenico, posible zona de inundación del Río San Juan.

Anomalía 3: anomalía de primer orden de metano y segundo orden para etano y C<sub>3+</sub>, corresponde a las estacas 2920 a 3140. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a la Formación Raposo. La presencia de esta anomalía se atribuye al escape de gas a través de zona de falla.



**Figura 8.** Anomalías geoquímicas línea ANH-CH (B)-2006-10

#### 4.3.6 Anomalías línea ANH-CH(B)-2006-12

En este sector se identificaron 5 anomalías, las cuales se clasifican teniendo en cuenta el análisis estadístico (ver tabla 7-Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-10 y figura 9-Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-10A):

	<b>METANO (ppm)</b>	<b>ETANO (ppm)</b>	<b>PROPANO (ppm)</b>	<b>BUTANO (ppm)</b>	<b>C3+ (ppm)</b>
Media	83,87	1,07	0,46	0,17	0,95
Anomalía de 2o Orden	245,87	1,57	0,63	0,25	1,39
Anomalía de 1er Orden	407,87	2,07	0,81	0,32	1,82

Tabla 7. Resumen estadístico de anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-12

Anomalía 1: anomalía de primer orden de etano y C<sub>3+</sub>, corresponde a las estacas 1349 a 1429. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a la Formación Mayorquín y Depósitos Cuaternarios. La presencia de esta anomalía se atribuye al escape de gas a través de la formación.

Anomalía 2: anomalía de primer orden de metano, corresponde a las estacas 2400 a 2570. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a la Formación Raposo. La presencia de esta anomalía se atribuye a la generación de gas biogénico, posible zona de inundación.

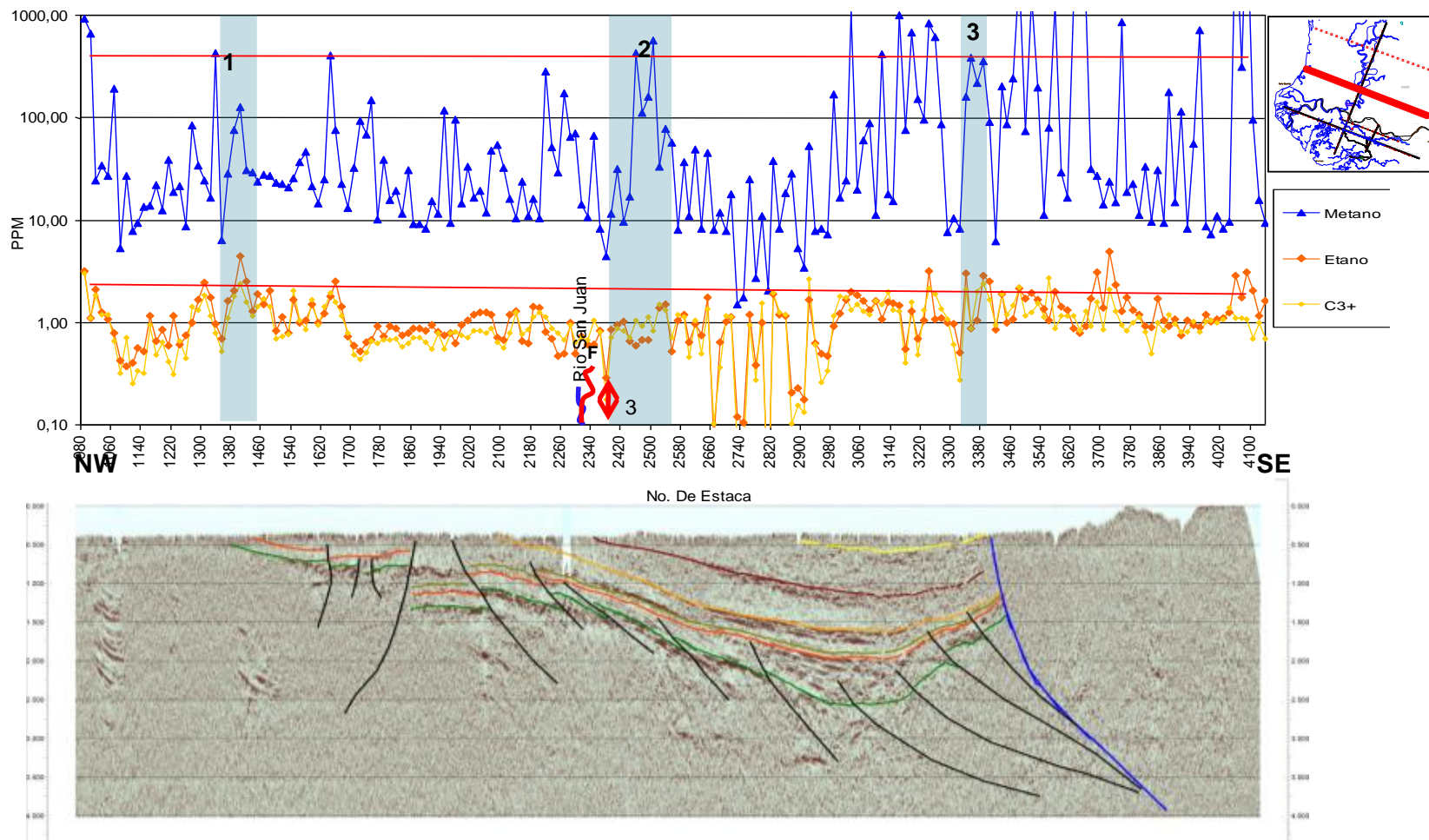
Anomalía 3: anomalía de primer orden de metano, etano y C<sub>3+</sub>, corresponde a las estacas 3329 a 3400. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a Depósitos Cuaternarios. La presencia de esta anomalía se atribuye a migración secundaria de gas desde subsuelo a superficie.

Anomalía 4: anomalía de primer orden de etano y C<sub>3+</sub>, se presenta entre las estacas 3629 – 3770. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a las Formaciones Raposo y

---

Volcánica. La presencia de esta anomalía se atribuye al escape de gas a través de la zona de falla.

Anomalía 5: anomalía de primer orden de metano y etano, se presenta en las estacas 4400-4141. Se encuentran sobre rocas pertenecientes a la Formación Volcánica.



**Figura 9.** Anomalías geoquímicas línea ANH-CH(B)-2006-12. Nótese que las principales anomalías están asociadas a fallas.

#### 4.3.6 Mapa de clases y contornos metano, etano y C<sub>3+</sub>.

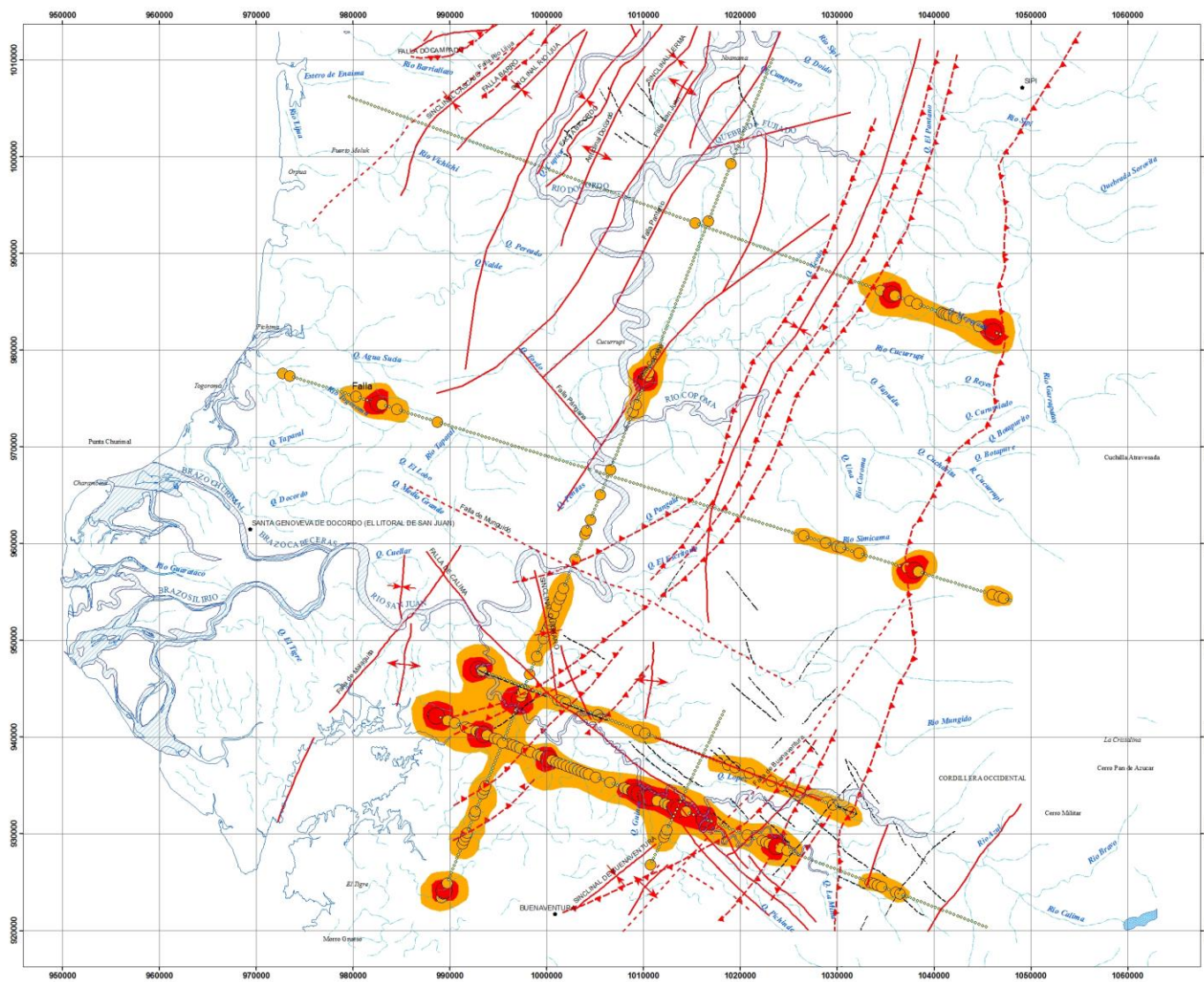
En las figuras 10 y 11 se presentan los mapas de clases y contornos para metano, etano y C<sub>3+</sub>, estos se realizaron teniendo en cuenta los 919 datos, debido a que se utiliza un valor umbral para determinar las anomalías de todos los datos, pueden haber diferencias con el orden de las anomalías presentadas en los perfiles.

La figura 10 - Mapa de clases de metano, las principales anomalías se localizan al este de las líneas 10 y 12, en el cruce de las líneas 12 y 3 y al este de la línea 12A. Las que están próximas a los ríos pueden clasificarse de origen biogénico debido a la presencia de continuas inundaciones.

La figura 11 - Mapa de clases de etano, la principal anomalía se localiza al sur del área de estudio sobre la línea 12A, en los extremos de la línea 12, al este de la línea 10 y en línea 3 cercana a la desembocadura del Río Copona en el Río San Juan.

Las figuras 12 y 13 - Anomalías de metano y etano sobre el mapa geológico, presenta la sobreposición de las anomalías sobre el mapa geológico con el fin de relacionar rápidamente las anomalías con estructuras identificadas en superficie.





**Figura 11.** Mapa de clases y contornos de etano

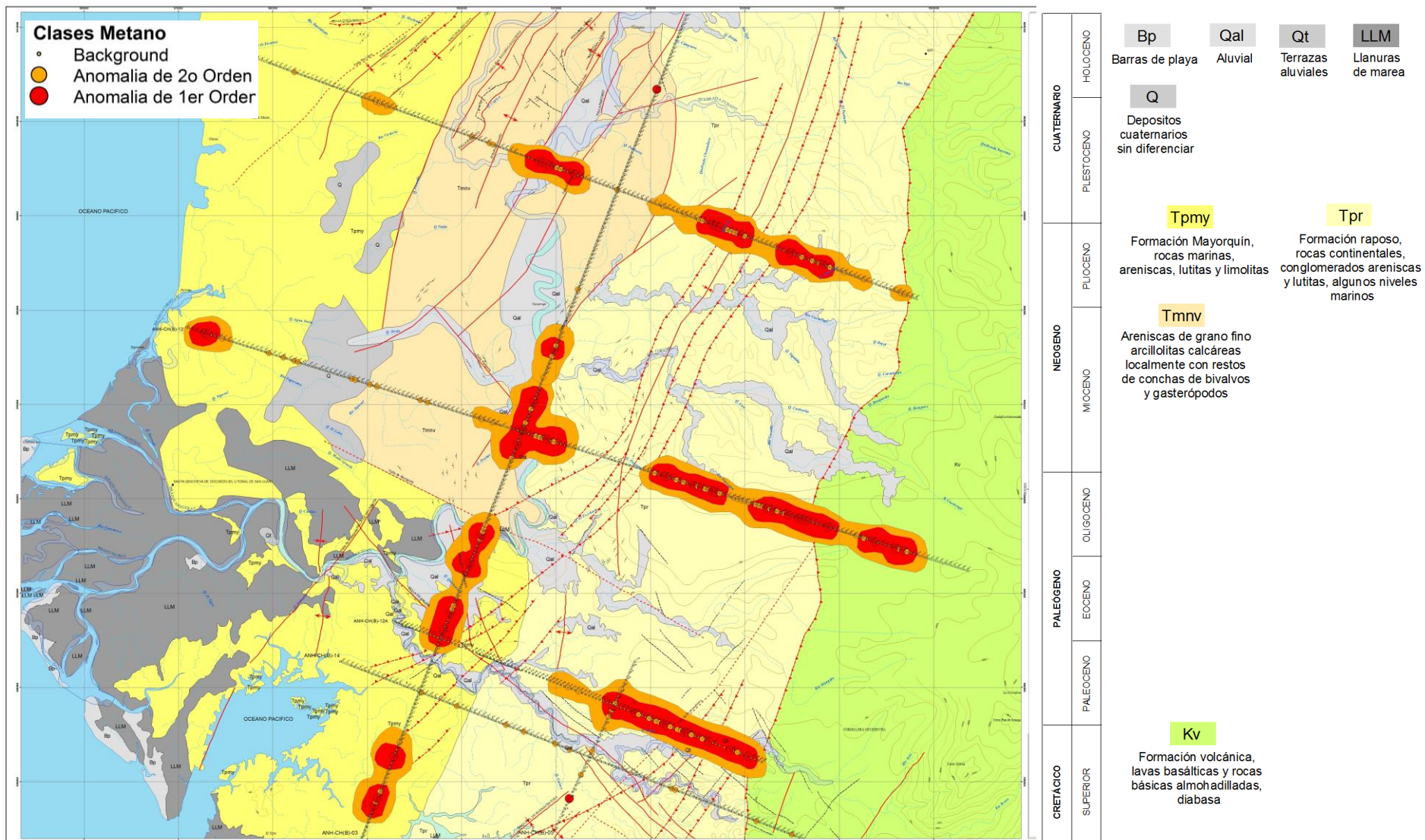
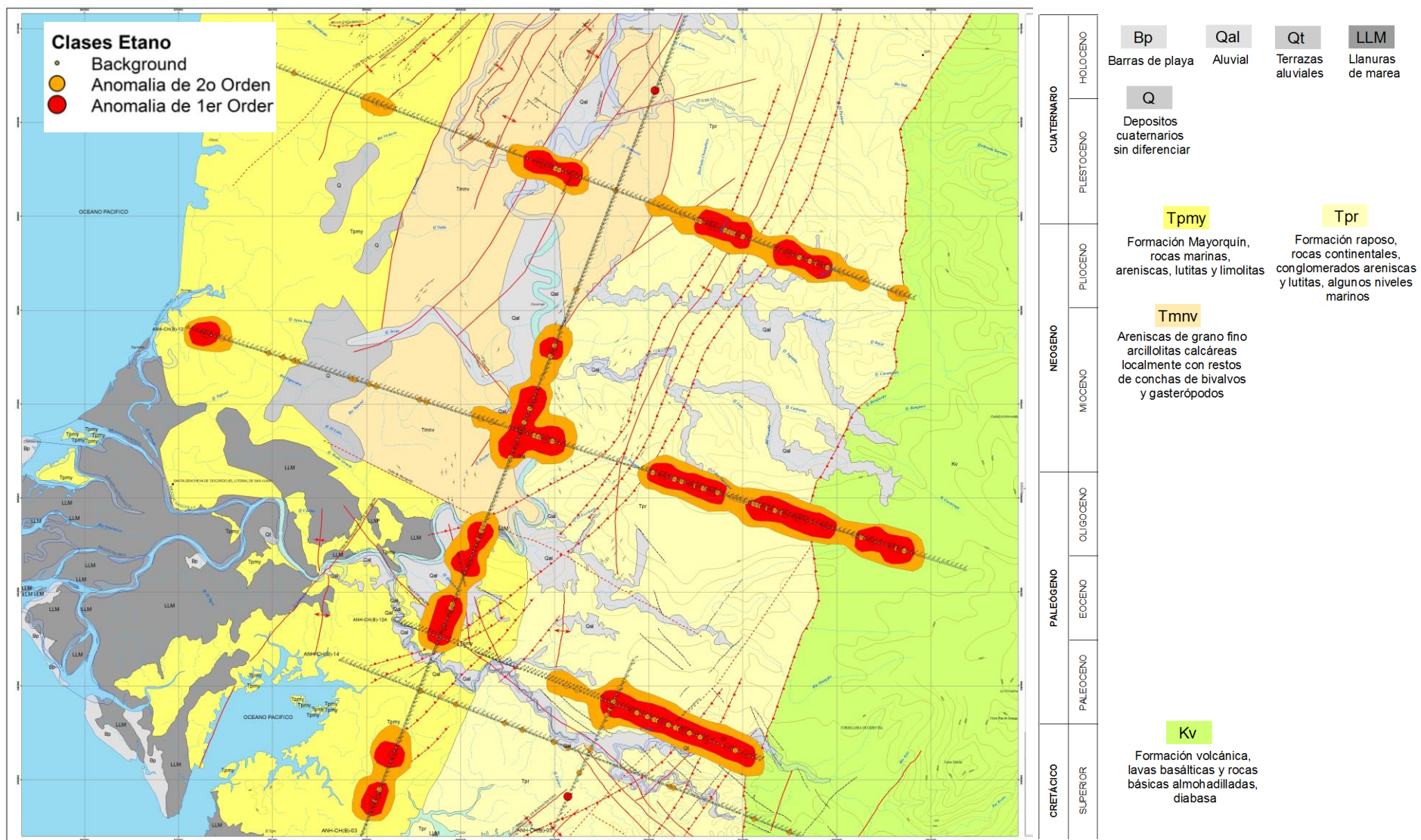


Figura 12. Anomalías de metano sobre el mapa geológico



**Figura 13.** Anomalías de etano sobre el mapa geológico

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En la línea ANH-CH(B)-2006-3 se recolectaron 234 muestras, en la línea ANH-CH(B)-2006-5 45 muestras, en la línea ANH-CH(B)-2006-12A, en la línea ANH-CH(B)-2006-12A 105 muestras, 198 muestras en la línea ANH-CH(B)-2006-12, 180 muestras en la línea ANH-CH(B)-2006-10 y en la línea ANH-CH(B)-2006-14 157 muestras, para un total de 919 muestras, las cuales fueron analizadas por cromatografía de gases, identificando y cuantificando los componentes de gas en la gama del C<sub>1</sub> predominando, con poco C<sub>2</sub> y pocas ocasiones hasta trazas muy pobres de C<sub>9</sub>. No se detectaron los gases en el rango de C<sub>9</sub> a C<sub>12</sub>.
- De acuerdo a la integración de los resultados geoquímicos con la geología de superficie e imágenes sísmicas interpretadas la presencia de las anomalías se atribuyen a escapes del gas a través de las fallas presentes en las líneas.
- En general las mejores anomalías están en el sector sur occidental del área de estudio.
- Las anomalías se detallan a continuación:
  1. En la línea ANH-CH(B)-2006-14 corresponden a las estacas: 2460 a 2540, 2780-2870 y 2800 - 2930, 3160-3220, 3340-3430 y 3750 – 3870. La presencia de estas anomalías se atribuye al escape de gas a través de la zona de falla.
  2. En la línea ANH-CH(B)-2006-3 corresponden a las estacas: 1220 a 1320, 2621 – 2821 y 2370 – 2500 y 3110 - 3121.
  3. En la línea ANH-CH(B)-2006-5 corresponden a las estacas: 1150 a 1211, 1250-1291 y 1490 - 1550. La presencia de estas anomalías se atribuye al escape de gas a través de la zona de falla.
  4. En algunos de los sectores las anomalías presentes en la línea ANH-CH(B)-2006-12A, se atribuyen a la migración de hidrocarburos a través de las fallas

encontradas; éstas anomalías están presentes en las estacas 1294 – 1320 y 1544 - 1654, 1974 - 2074, 2314 a 2434 y 2534 a 2574.

5. Las anomalías de la línea ANH-CH(B)-2006-10 corresponden a las estacas: 1450 a 1530 y 2191 a 2300 (gas biogenico), 2920 - 3140 y 3331 - 3451, 3750 - 3855.
  6. Las anomalías de la línea ANH-CH(B)-2006-12 corresponden a las estacas: 1349 a 1429 y 3329 a 3400, 2400 - 2570 y 3629 -3770.
- Según las relaciones de  $C_1$  vs  $C_2$  en los gráficos de Jones y Drozd (1983) y William et al (1981) el fluido esperado es gas seco con menor proporción de gas-petróleo.
  - Se debe analizar más detalladamente la sección sísmica y correlacionar los resultados con el mapa estructural, en los sectores entre las estacas donde se presentaron las anomalías. Con el fin de determinar si la anomalía esta relacionada a una estructura o trampa estratigráfica carga de hidrocarburos.
  - Aunque se determinó el origen del gas Metano por relaciones de gases, se recomienda realizar análisis isotópicos del metano ( $\delta^{12}C/\delta^{13}C$ ) para determinar analíticamente el origen de este gas.

---

## REFERENCIAS

Brown A. 2000. Evaluation of possible gas microseepage mechanisms. AAPG Bulletin, V 84 No. 11, 1775 – 1789 pp.

Doraisamy H., Vice D. 2000. Detection of hydrocarbon reservoir boundaries using neural network analysis of surface geochemical data. AAPG Bulletin, V 84 No. 12, 1893 – 1904.

Duchscherer, William. 1990. Geochemical Hydrocarbon Prospecting. PennWell Books. 196 p. Tulsa. Oklahoma.

Haworth J. et al. 1985. Interpretation of hydrocarbon using light ( $C_1 - C_5$ ) hydrocarbon gases from mud logging data. AAPG bulletin, V69. N8. p 1305 – 1310.

Horvitz, L. 1981, Hydrocarbon geochemical prospecting after forty years, in Unconventional methods in exploration for petroleum and natural gas II: Dallas, Southern Methodist University Press, 218 p.

Isaaks E. H., Srivastava R. M. 1989, Applied Geostatistics. Oxford University Press. 561 p. New York.

Luna O. Geoquímica del origen y potencial de hidrocarburos en el valle inferior del magdalena (Vim), NW Colombia. Bogota.1996

Malagon F, Valentín D. Evaluación del potencial generador de hidrocarburos de las Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Colombia. Bogota, 2001

Sokolov, V.A., 1936. New Method of Surveying Oil and Gas Formations. Tekhnnefti, Gas Surveying, Moscow, Gostoptekhizdat. V 16, 269 p.

# ANEXOS

# Anexo 1. Fichas de campo

## Anexo 2. Informe de calibración

Anexo 3. Resultados de los  
análisis cromatográficos,  
estimación del origen de los  
Hidrocarburos y posible tipo de  
hidrocarburo esperado.

## Anexo 4. Resultados Estadísticos.

# Anexo 5. Mapa de clases y contornos de metano

---

## Anexo 6. Mapa de clases y contornos de etano