



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ESTUDIO GEOQUÍMICO DE SUPERFICIE
CUENCAS:
CORDILLERA ORIENTAL, ÁREA SOÁPAGA
Y
CHOCÓ, ÁREA SAN JUAN

Técnica: Gas en espacio libre

Contrato 82, de diciembre 26 de 2005

Presentado a: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Por: HIDROGEOLOGÍA, GEOLOGÍA, AMBIENTAL LTDA.

Bogotá, Julio de 2006



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

PRESENTACIÓN

Este estudio de Prospección Geoquímica de Superficie, de muestras de suelo, de las áreas Soápaga y San Juan, de las cuencas Cordillera Oriental y Chocó, se presenta en tres informes, así:

Volumen 1: Informe de Adquisición de Muestras de Campo, Junio de 2006.

Volumen 2: Informe de Cromatografía de Gases de Suelo, Junio de 2006.

Volumen 3: Informe de Interpretación de Geoquímica de Superficie, Julio de 2006.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápage y San Juan

INFORME DE INTERPRETACIÓN DE
GEOQUÍMICA DE SUPERFICIE

CUENCAS:

CORDILLERA ORIENTAL, ÁREA SOÁPAGA

Y

CHOCÓ, ÁREA SAN JUAN

Para: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Volumen 3

Por:

Fabio Córdoba
Geólogo MSc.

Y

Ómar Wilches
Geólogo MSc.

Bogotá, Julio de 2006



RESUMEN EJECUTIVO

La exploración geoquímica para petróleo es la búsqueda de manifestaciones, en superficie o cerca de ella, de hidrocarburos que se filtran o emanan en variadas y detectables cantidades hacia la superficie.

Las técnica directa de gas libre analiza pequeñas cantidades de hidrocarburos livianos (C_1 a C_5 , principalmente). Para el Área Soápaga de la cuenca Cordillera Oriental, 320 muestras de suelo, de 11 líneas fueron tomadas y analizadas. Para el Área San Juan, de la cuenca Chocó (bajo San Juan), el número de muestras es de 600, de 13 líneas.

En el área de Soápaga la técnica se estandarizó para las anomalías en el pozo productor Bolívar-1. El metano presenta anomalía sobre el pozo Bolívar-1 al igual que el butano. Este gas metano está en la esquina noroccidental y nororiental del área de estudio. Específicamente en las líneas de rumbo 9 y 10. Anomalía fuerte de primer orden sobre el lado oriental de las línea 3 y 8.

El butano (C_4) se presenta anómalo en el sector nororiental del bloque Soápaga, en la línea 10 y en el sector oriental en las líneas 6 y 8. El etano confirma las anomalías del sector norte del bloque, en las líneas 3, 9 y 10. El propano se presenta en el pozo Bolívar-1, y en el sector central de la línea 9, y confirma la anomalía norte de la línea 10.

El pentano se presenta en el sector norte del bloque en el cruce de las líneas 2 y 10, y en el sector oriental en la línea 8. En general son 5 áreas de potencial interés ya que las muestras de isótopos indican en su mayoría origen termogénico maduro profundo.

Las lecturas de gases del área San Juan permiten diferenciar grupos de anomalías que tienen expresión, prácticamente, sólo en metano y etano. Las muestras de isótopos, en general, indican carácter biogénico o mezcla.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

El metano está presente en el sector central del bloque entre los ríos San Juan y Cajón y en la confluencia del río San Juan y Sipi. En la esquina noroccidental del bloque sobre sedimentos terciarios se observa una anomalía de C_2 y anomalías débiles en gases más pesados que el C_2 . El propano se presenta en el centro del área y en la esquina noroccidental del bloque. El butano, el pentano y el hexano no tienen expresión en superficie.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

EXECUTIVE SUMMARY

Geochemical exploration for petroleum is the search for near surface indications of hydrocarbons that have migrated to the near surface in detectable amounts.

The gas chromatography analyzes small amounts of light hydrocarbons (principally C₁ to C₅): In the Soápaga Area of Eastern Cordillera Basin, 320 near surface samples, in 11 lines were obtained and analyzed. In the San Juan Area of the Choco Basin (Lower San Juan), 600 samples on 13 lines were obtained.

In the Soápaga Area, the geochemical results were tied to the oil producer Bolivar #1. Positive results for methane and butane were observed over Bolivar #1. Indications of methane gas are present in the northwest and northeast quadrants of the study, specially in lines 9 and 10. A first order methane anomaly is present on the eastern portions of the lines 3 and 8.

A butane (C₄) anomaly is evident in the Northeast of Soapaga Area on line 10 and in the east side of lines 6 and 8. On lines 3, 4 and 10 a propane anomaly is present over Bolivar #1 and in the center of line 9 and North of line 10.

A pentane anomaly is observed in the northern section of the area on the intersection of lines 2 and 10 on the eastern portion of line 8.

In general there are 5 areas of potential interest.

Only indications of methane and ethane can be seen in the San Juan Area. Indications of methane are present in the central part of the area between San Juan and Cajon Rivers and the junction of the San Juan and Sipi Rivers. In the northwest corner of the area on the Tertiary rocks, anomaly of C₂ and weak indications of gas heavier than C₂



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

are seen. Signs of propane are present in the central area and in the northwest corner. Butane, pentane and hexane have no expresión.



TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	4
EXECUTIVE SUMMARY	6
1. INTRODUCCIÓN	14
1.2 Objetivos	14
1.2.1 Generales	14
1.2.2 Específicos	15
2. METODOLOGÍA	16
3. INTERPRETACIÓN	17
3.1 Tratamiento Estadístico	17
3.2 Determinación de Anomalías	17
4. CARTOGRAFÍA DE GASES E IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE INTERÉS	20
4.1 Mapa de Metano	20
4.2 Mapa de Etano	20
4.3 Mapa de Propano	20
4.4 Mapa de Isobutano	21
4.5 Mapa de Butano	21
4.6 Mapa de Isopentano	21
4.7 Mapa de Pentano	21
4.8 Mapa de sobreposición de los gases C ₂ a C ₅	21
4.9 Expresión de las Anomalías en los Perfiles Cromatográficos	22
4.10 Conclusiones Sobre Áreas de Interés	26
5. ESTIMACIÓN DEL ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS	30
6. PREDICCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO	31
7. DETERMINACIÓN DEL ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS PRESENTES EN ANOMALÍAS A PARTIR DE ANÁLISIS ISOTÓPICOS, ÁREA SOÁPAGA	34
CONCLUSIONES, ÁREA SOÁPAGA	37
RECOMENDACIONES	38
8. INTERPRETACIÓN CUENCA CHOCÓ, ÁREA SAN JUAN	39
8.1 Tratamiento Estadístico	39



8.2 Determinación de Anomalías	39
9. CARTOGRAFÍA DE GASES E IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE INTERÉS PARA SAN JUAN	42
9.1 Mapa de Metano	42
9.2 Mapa de Etano	43
9.3 Mapa de Propano	43
9.4 Mapa de Isobutano	43
9.5 Mapa de Butano	43
9.6 Mapa de Isopentano	43
9.7 Mapa de Pentano	43
9.8 Mapa de sobreposición de los gases C ₂ a C ₅ .	44
9.9 Expresión de las Anomalías en los Perfiles Cromatográficos	48
9.10 Conclusiones Sobre Áreas de Interés, área san juan	49
10. ESTIMACIÓN DEL ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS, ÁREA SAN JUAN	53
11. PREDICCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO, ÁREA SAN JUAN	54
12. DETERMINACIÓN DEL ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS A PARTIR DE ANÁLISIS ISOTÓPICOS, ÁREA SAN JUAN	55
CONCLUSIONES DEL ÁREA SAN JUAN	59
RECOMENDACIONES PARA EL ÁREA SAN JUAN	61
BIBLIOGRAFÍA	62



LISTA DE TABLAS, ÁREA SOÁPAGA

Tabla 1. Valores de las anomalías	19
Tabla 2. Localización de las anomalías para los gases C ₁ y C ₂	25
Tabla 3. Concentraciones máximas de gas	25
Tabla 4. Grado de expresión de las anomalías en los gases C ₁ a C ₅ .	29
Tabla 5. Parámetro de Bernard para determinar el posible origen de los hidrocarburos	30
Tabla 6. Lista de muestras de posible origen diagenético, y mezclas	30
Tabla 7. Resultados de análisis isotópicos de muestras, Área Soápaga	34

LISTA DE TABLAS, ÁREA SAN JUAN

Tabla 8. Valores de las anomalías	41
Tabla 9. Localización de las anomalías para los gases C ₁ y C ₂	48
Tabla 10. Concentraciones máximas de gas	49
Tabla 11. Grado de expresión de las anomalías en los gases C ₁ a C ₅ .	52
Tabla 12. Parámetro de Bernard para determinar el posible origen de los hidrocarburos	53



LISTA DE FIGURAS, ÁREA SOÁPAGA

Figura 1. Mapa de clases y de contornos de metano.	22
Figura 2. Mapa de clases y de contornos de etano.	23
Figura 3. Mapa de sobreposición de los gases C ₂ a C ₅ .	24
Figura 4. Mapa de áreas de interés.	27
Figura 5. Áreas de interés sobre el mapa geológico del área de estudio.	28
Figura 6. Posible tipo de fluido esperado cuenca Cordillera Oriental - Área Soápaga.	33
Figura 7. Gráfico de Bernard: $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}(^0/_{00})$ metano vs. $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$	36

LISTA DE FIGURAS, ÁREA SAN JUAN

Figura 8. Mapa de clases y de contornos de metano.	45
Figura 9. Mapa de clases y de contornos de etano.	46
Figura 10. Mapa de sobreposición de los gases C ₂ a C ₅ .	47
Figura 11. Mapa de áreas de interés.	50
Figura 12. Áreas de interés sobre el mapa geológico del área de estudio.	51
Figura 13. Posible tipo de fluido esperado para el área San Juan, cuenca Chocó.	54
Figura 14. Gráfico de Bernard: $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}(^0/_{00})$ metano vs. $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$	55



LISTA DE ANEXOS, ÁREA SOÁPAGA

- [ANEXO DIGITAL 1.](#) Estimación de los hidrocarburos a partir del parámetro de humectabilidad de Bernard.
- [ANEXO DIGITAL 2.](#) Tratamiento estadístico de los hidrocarburos termógenicos.
- [ANEXO 3.](#) Medidas de posición central y de dispersión.
- [ANEXO 4.](#) Mapa de clases y de contornos de metano, escala 1:100.000 .
- [ANEXO 5.](#) Mapa clases y de contornos de etano, escala 1:100.000
- [ANEXO 6.](#) Mapa clases y de contornos de propano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 7.](#) Mapa de clases y de contornos de isobutano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 8.](#) Mapa de clases y de contornos de butano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 9.](#) Mapa clases y de contornos de isopentano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 10.](#) Mapa clases y de contornos de pentano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 11.](#) Mapa de sobreposición de contornos de los gases C₂ a C₅, escala 1:100.000.
- [ANEXO 12.](#) Perfiles cromatográficos de las líneas de muestreo.
- [ANEXO 13.](#) Mapa de áreas de interés, escala 1:100.000.
- [ANEXO 14.](#) Áreas de interés sobre el mapa geológico de superficie del área de estudio, Escala 1:100.000.
- [ANEXO DIGITAL 15.](#) Estimación del tipo de fluido a partir de las relaciones de Harworth *et al.* (1985).
- [ANEXO DIGITAL 16.](#) Posible tipo de fluido esperado para el área Soápaga.
- [ANEXO DIGITAL 17.](#) Resultados de análisis isotópicos de muestras Área Soápaga.
- [ANEXO 18.](#) Mapa de metano con resultados de isótopos, escala 1: 100.000.



LISTA DE ANEXOS, ÁREA SAN JUAN

- [ANEXO DIGITAL 19.](#) Estimación del tipo de hidrocarburo a partir del parámetro de humectabilidad de Bernard.
- [ANEXO DIGITAL 20.](#) Tratamiento estadístico de los hidrocarburos termógenicos.
- [ANEXO 21.](#) Medidas de posición central y de dispersión.
- [ANEXO 22.](#) Mapa de clases y de contornos de metano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 23.](#) Mapa de clases y de contornos de etano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 24.](#) Mapa de clases y de contornos de propano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 25.](#) Mapa de clases y de contornos de isobutano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 26.](#) Mapa de clases y de contornos de butano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 27.](#) Mapa de clases y de contornos de isopentano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 28.](#) Mapa de clases y de contornos de pentano, escala 1:100.000.
- [ANEXO 29.](#) Mapa de sobreposición de los gases C₂ a C₅, escala 1:100.000.
- [ANEXO 30.](#) Perfiles cromatográficos de las líneas de muestreo.
- [ANEXO 31.](#) Mapa de áreas de interés, escala 1:100.000.
- [ANEXO 32.](#) Áreas de interés sobre el mapa geológico de superficie del área de estudio, escala 1:100.000.
- [ANEXO DIGITAL 33.](#) Estimación del tipo de fluido a partir de las relaciones de Harworth *et al.* (1985).
- [ANEXO DIGITAL 34.](#) Posible tipo de fluido esperado para el área San Juan.
- [ANEXO DIGITAL 35.](#) Resultado de Isótopos área San Juan.
- [ANEXO 36.](#) Mapa de metano con resultados de isótopos, escala 1: 100.000.



1. INTRODUCCIÓN

El siguiente informe presenta los resultados de la fase de interpretación del Estudio Geoquímico de Superficie, del Área Soápaga, cuenca Cordillera Oriental, y Área San Juan, cuenca Chocó, correspondiente al Contrato 82, del 26 de diciembre de 2005, firmado entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la compañía Hidrología, Geología y Ambiental Ltda. (HGA Ltda.).

1.2 Objetivos

1.2.1 Generales

- Interpretar los resultados cromatográficos de 320 muestras de gases de suelo del área de Soápaga, y de 600 muestras del área de San Juan, obtenidos por medio de la técnica de gas en espacio libre.
- Determinar concentraciones altas (anomalías) de hidrocarburos livianos en superficie a partir del estudio gasométrico de muestras de suelo de las áreas Soápaga y San Juan
- Generar mapas de las anomalías identificadas
- Determinar el origen más probable de los hidrocarburos de las anomalías basados en relaciones de humectabilidad.
- Diferenciar mediante el análisis de isótopos de metano el origen de los hidrocarburos presentes en las anomalías



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

1.2.2 Específicos

- Identificar la presencia de microemanaciones de hidrocarburos a partir de los datos obtenidos por la técnica de cromatografía de gases.
- Identificar posibles anomalías entre los valores obtenidos
- Estimar el posible origen de dichos gases
- Identificar el posible origen de los hidrocarburos relacionados con dichas anomalías a partir del análisis isotópico del carbono del metano



2. METODOLOGÍA

La interpretación abordó los siguientes pasos:

- Revisión de resultados en la tabla de datos
- Determinación del índice de humectabilidad de Bernard y estimación del tipo de gas (biogénico/mezcla o termogénico)
- Filtración de la tabla de datos
- Tratamiento estadístico
- Determinación de la constante de fondo y de valores anómalos de primero y segundo orden, para cada uno de los gases (C_1 a C_5)
- Cartografía de gases C_1 , C_2 , C_3 , iC_4 , nC_4 , iC_5 y C_5 ; y sobreposición de los contornos de los gases C_2 - C_5
- Evaluación de perfiles cromatográficos
- Determinación y graficación de diferentes relaciones



3. INTERPRETACIÓN

3.1 Tratamiento Estadístico

Para realizar el tratamiento estadístico de los datos, se aplicaron varios filtros, así: a partir de la relación de Bernard, se identificaron muestras de origen biogénico, diagenético y mezclas (Anexo digital 1.), eliminándolas, y dejando únicamente aquellas de origen termogénico.

Seguidamente se eliminaron las muestras por encima del percentil 95 % (esto únicamente para el tratamiento estadístico, ya que luego el mapeo se hace con todos los datos de gases termogénicos), (Anexo digital 2.), que de acuerdo con *Duchscherer* (1990), corresponderían a muestras anómalas.

Seguidamente se normalizaron los datos (obtención del logaritmo natural de los datos), debido a que estos datos presentan una distribución *Log-Normal* (Krumbein y Graybill, 1965; Isaaks y Srivastava, 1989).

Para el tratamiento estadístico se empleó el programa Past. A partir de éste se generaron histogramas, y se determinaron las medidas de posición central (media, mediana) y las medidas de dispersión (rango, varianza, desviación estándar), etc. (Anexo 3.), para cada uno de los compuestos. El objetivo principal de este ejercicio es estimar la constante de fondo (background) y los posibles valores anómalos.

3.2 Determinación de Anomalías

Como ya se mencionó, la determinación de la constante de fondo y anomalías se realizó a partir del tratamiento estadístico.

En el ejercicio del tratamiento estadístico de esta área, por ejemplo, si se toman todos los datos, de posible origen termogénico, se obtienen los siguientes valores:



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

Media = 25

Desviación Estándar: 140

Si a partir de estas medidas se determinan las anomalías de segundo y primer orden, aplicando para las anomalía de segundo orden el valor de la media más dos desviaciones estándares, y para las anomalías de primer orden la media más tres desviaciones estándares (Duchscherer, 1990), se obtendría que la anomalía de segundo orden estaría por encima de 300 ppm para el metano y la anomalía de primer orden estaría por encima de 445 ppm, es decir, que para los valores de origen termogénico solo habría en total 3 valores anómalos (equivalente al 0.95% de estos datos) que corresponden a puntos aislados dentro de la población analizada.

Debido a esto, para realizar el tratamiento estadístico se tomaron los datos correspondientes al percentil 95% el cual corresponde, en una curva gaussiana normal, a la media más dos desviaciones estándares, es decir, se eliminan los datos que se encuentran en los extremos o más alejados del promedio. La comparación entre el análisis de datos para los valores completos y para la constante de fondo o valores *background*, para el metano y el etano, se presentan en el Anexo 3..

En general los histogramas presentan dos familias de datos, lo cual indica la existencia de una población normal natural y una población anómala.

En conclusión, luego de la aplicación de los filtros descritos arriba se tomaron todos los valores de concentración menores o iguales a la media como constante de fondo; en tanto que las anomalías de segundo orden se estimaron, a partir de la media más dos desviaciones estándares, y para las anomalías de primer orden se tomó la media más tres desviaciones estándares (Duchscherer, 1990), para cada uno de los hidrocarburos

livianos: metano, etano, propano, isobutano, butano, isopentano y pentano (C_1 , C_2 , C_3 , iC_4 , nC_4 , iC_5 y C_5) (Tabla 1.; Anexo3.2.1).



Tabla 1. Valores de las anomalías

	Media	Desviación Estándar	Anomalía de 2º orden	Anomalía de 1º orden
	μ	σ	$\mu + 2\sigma$	$\mu + 3\sigma$
Metano	10.57	5.79	22.15	27.94
Etano	1.58	1.13	3.84	4.97
Propano	0.63	0.65	1.93	2.58
Acetileno	0.07	0.14	0.35	0.49
Isobutano	0.25	0.77	1.79	2.56
Butano	0.51	0.55	1.61	2.16
Isopentano	0.09	0.10	0.29	0.39
Pentano	0.32	0.27	0.86	1.13
Hexano	0.19	0.39	0.97	1.36



4. CARTOGRAFÍA DE GASES E IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE INTERÉS

Habiendo definido la constante de fondo y los rangos de las anomalías de segundo y primer orden, se procedió a elaborar mapas de contornos y de clases, para todos los gases termógenicos, tomando como base el mapa de coordenadas finales de los puntos muestreados.

4.1 Mapa de Metano

El mapa de metano permite visualizar un grupo de anomalías, de segundo y primer orden, localizado hacia el noreste, sobre las líneas 2, 3 y 4, en cual se denominará Grupo SE. Igualmente, se presentan algunas anomalías de poca extensión, así: SN localizada en el norte, sobre la línea 1; SO en el sureste sobre las líneas 5 y 6. La SW se localiza en el flanco occidental, sobre la línea 9. Hacia el noroeste de este mismo flanco se visualiza la anomalía ST, sobre las líneas 2 y 9 (Figura 1. y Anexo 4.). Se destaca sobre este mapa también la muestra S-193, de la línea 7.

4.2 Mapa de Etano

El grupo de anomalías SE descrito para el metano también mantiene la expresión en el etano; lo mismo que las anomalías SN y SO. La anomalía SW se presenta muy reducida, mientras que, de la anomalía ST sólo se visualizan remanentes (Figura 2 y Anexo 5).

4.3 Mapa de Propano

El mapa del propano únicamente presenta remanentes del grupo de anomalías SE, y de las anomalías SN y SW (Anexo 6).



4.4 Mapa de Isobutano

En este gas se mantienen la anomalía SN y algunos remanentes del grupo de anomalías SE (Anexo 7). En el sureste se destacan los puntos S-240, 241 y 242 de la línea 8; igualmente el punto S-192, de la línea 7.

4.5 Mapa de Butano

El mapa del butano, solamente presenta remanentes aislados del grupo o anomalías descritos en algunos de los anteriores gases (Anexo 8).

4.6 Mapa de Isopentano

Este gas presenta únicamente pequeños remanentes del grupo de anomalías JE, y de las anomalías JN y JW (Anexo 9).

4.7 Mapa de Pentano

El mapa del pentano presenta remanentes del grupo JE y de la anomalía JN. En el sureste sobre la línea 8 sobresalen los puntos S-237, 239 y 240. (Anexo 10).

4.8 Mapa de sobreposición de los gases C₂ a C₅

La sobreposición de los gases C₁, C₂, C₃, iC₄, C₄, iC₅ y C₅, se presenta en las figura 3. y el Anexo 11. Este mapa permite visualizar que la mayor sumatoria de valores anómalos se localiza en sector norte y oriental del área estudiada.



4.9 Expresión de las Anomalías en los Perfiles Cromatográficos

Las anomalías identificadas a partir de la cartografía, se pueden, igualmente, visualizar en los perfiles cromatográficos (Tabla 2., Anexo 12.). Las mayores concentraciones de gas (ppm) corresponden al metano, seguidos por las de etano (Tabla 3.).

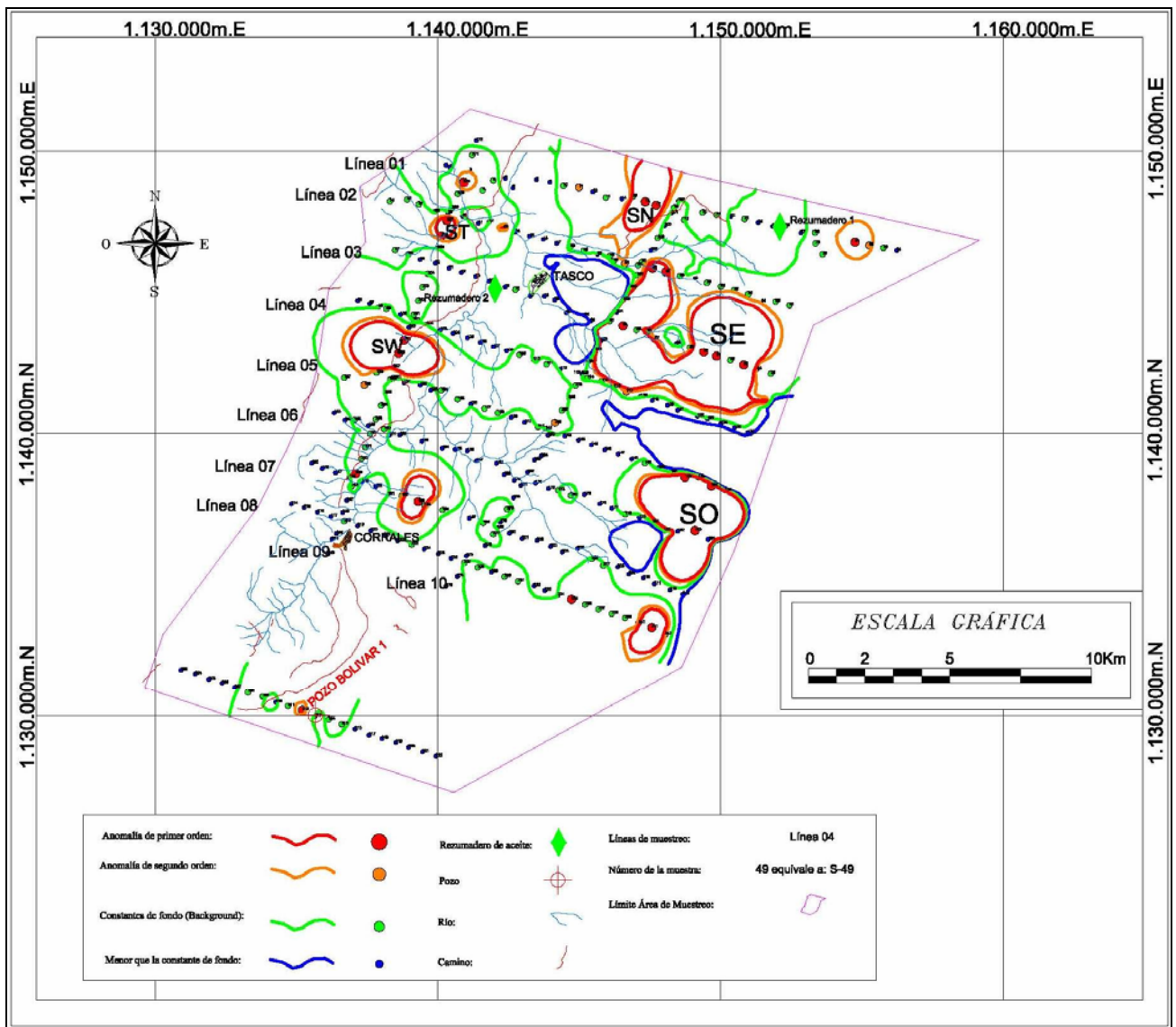


Figura 1. Mapa de clases y de contornos de metano.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápage y San Juan

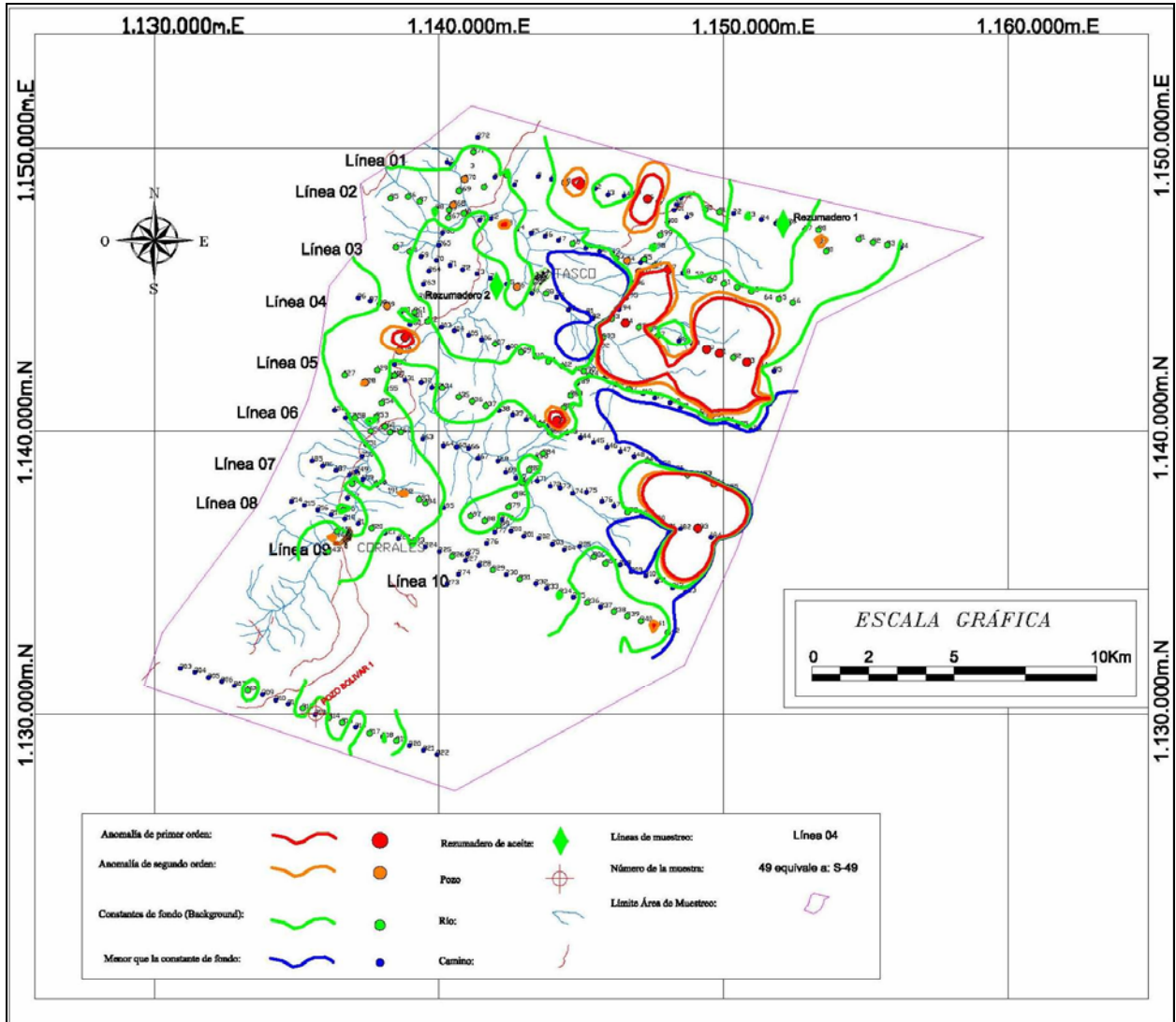


Figura 2. Mapa de clases y de contornos de etano.

Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

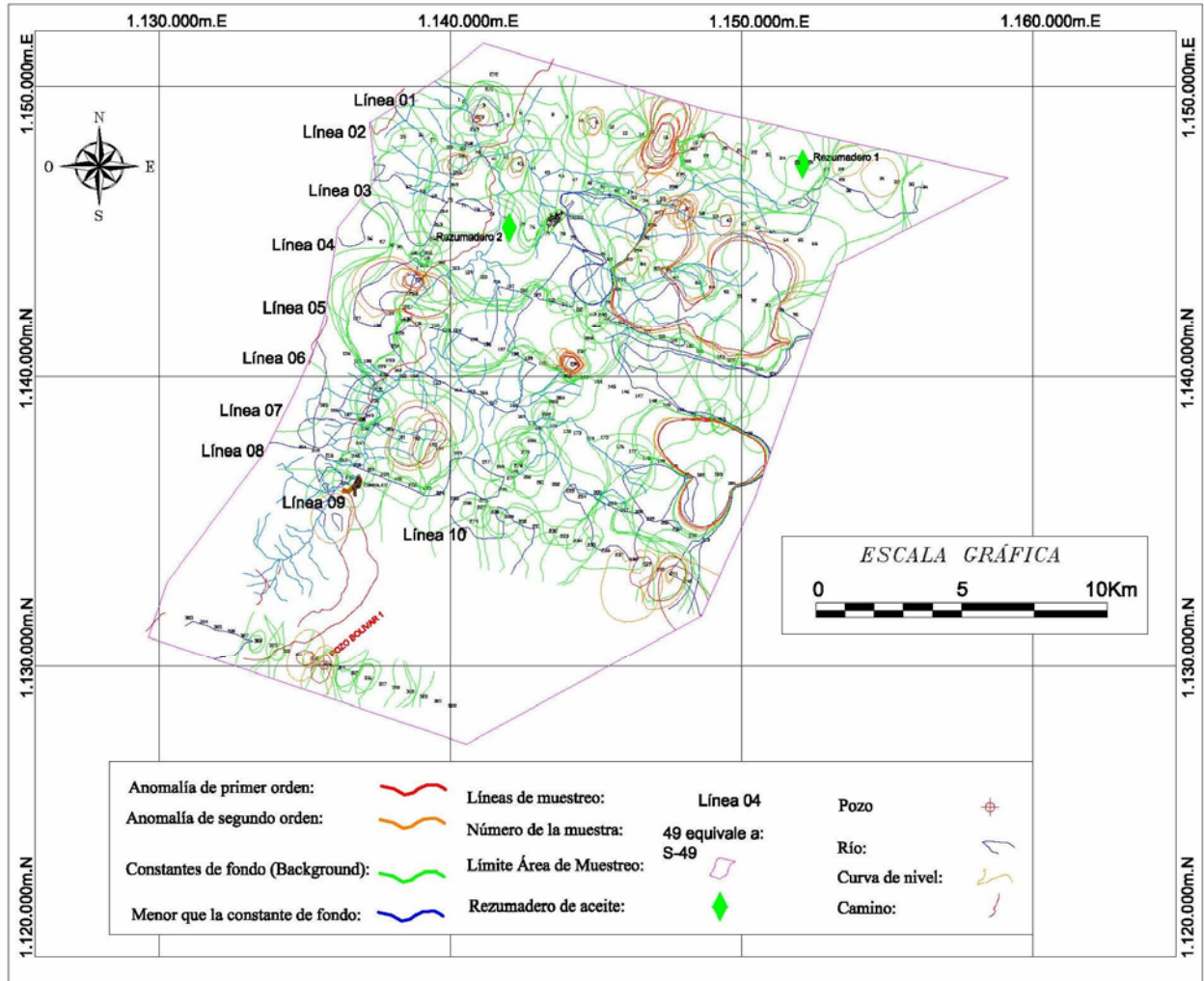


Figura 3. Mapa de sobreposición de los gases C₂ a C₅.

**Tabla 2.** Localización de las anomalías para los gases C₁ y C₂

ANOMALÍA	SECTOR	LÍNEA	GAS	MUESTRAS
SE	NORESTE	2	C ₁	54 a 57
		3		84, 90, 91, 93
		4	C ₂	117
SN	NORTE	1	C ₁ , C ₂	16,17
SO	SURESTE	5	C ₁	152,154
		6		183
SW	OESTE	9	C ₁ C ₂	258, 259
ST	NOROESTE	2	C ₁	43
		9	C ₂	266 a 267, 270

Tabla 3. Concentraciones máximas de gas

Gas	Concentración máxima (ppm)*
C ₁	1803
C ₂	376
C ₃	7
iC ₄	17
nC ₄	3
iC ₅	1
C ₅	2

*partes por millón



4.10 Conclusiones Sobre Áreas de Interés

La interpretación de los datos cromatográficos de las muestras de gas de suelo del área Soápaga, de la cuenca Cordillera Oriental, permite cartografiar 5 grupos de anomalías geoquímicas de superficie. Por su expresión en los diferentes gases, estos grupos de anomalías se clasifican de mayor a menor, así: SE, SN, SW, SO y ST (Tabla 4., Figura 4. y Anexo 11). Todos estos grupos tienen expresión en el mapa de metano y etano. Por su mayor extensión se destaca el grupo SE. La figura 5 y el Anexo 14 presentan las áreas descritas sobre el mapa geológico del área.

El grupo SE tiene buena expresión en C_1 y C_2 , con remanentes en los demás gases. El grupo SN se expresa bien en el C_1 , C_2 , iC_4 y C_5 , con remanentes en el C_3 e iC_5 , y está ausente en el C_4 . El grupo SW se expresa en el C_1 y C_2 , con remanentes en C_3 , C_4 , iC_5 y C_5 , y no se presenta en el iC_4 . El grupo SO se presenta también en C_1 y C_2 , con remanentes en C_4 e iC_5 , pero no se presenta en C_3 , iC_4 y C_5 . El grupo ST presenta la expresión más débil de todos los grupos. Se presenta en el C_1 y C_2 , con remanentes en el C_3 y C_4 , pero está ausente en el iC_4 , iC_5 y C_5 .



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápage y San Juan

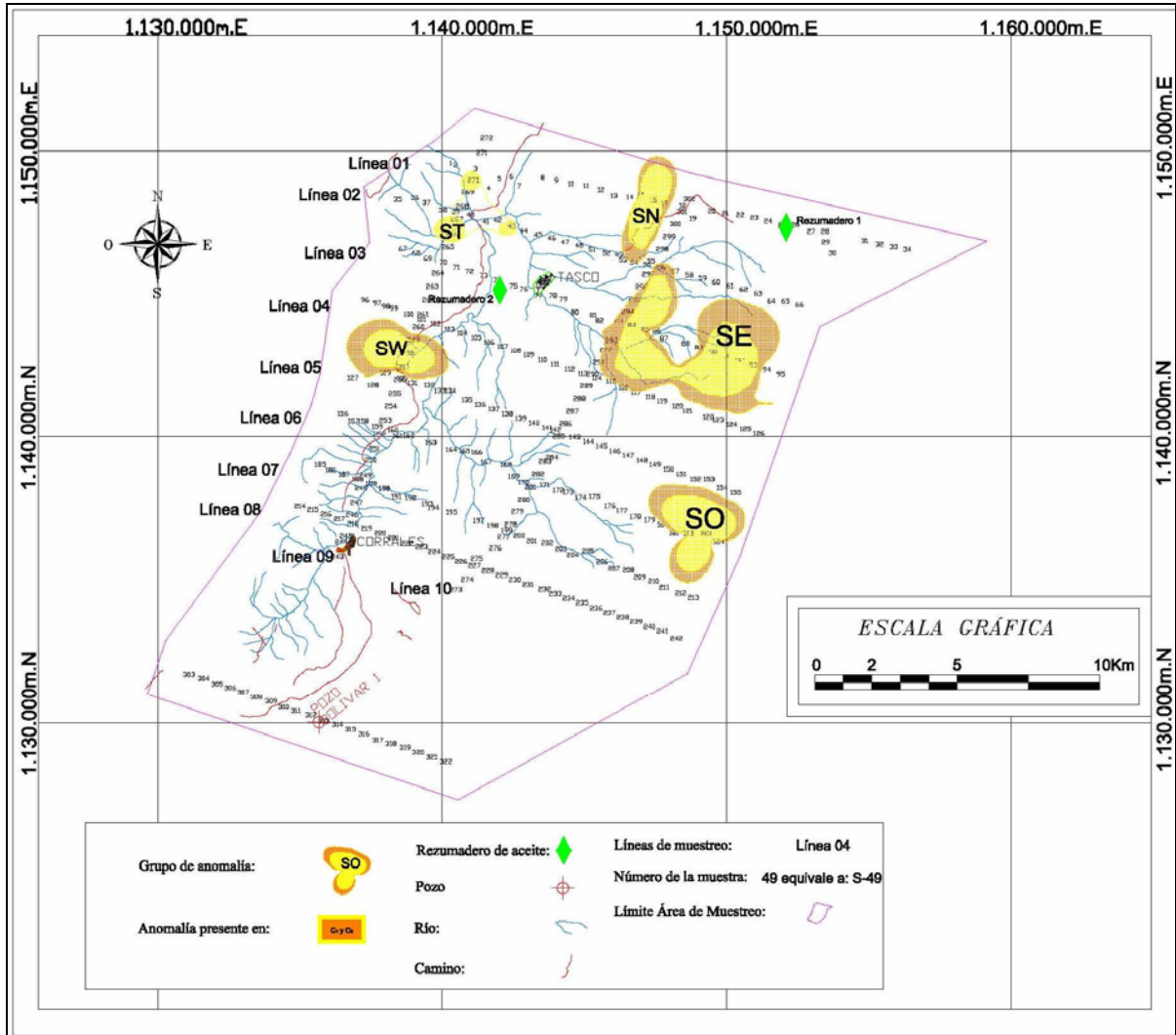


Figura 4. Mapa de áreas de interés.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápage y San Juan

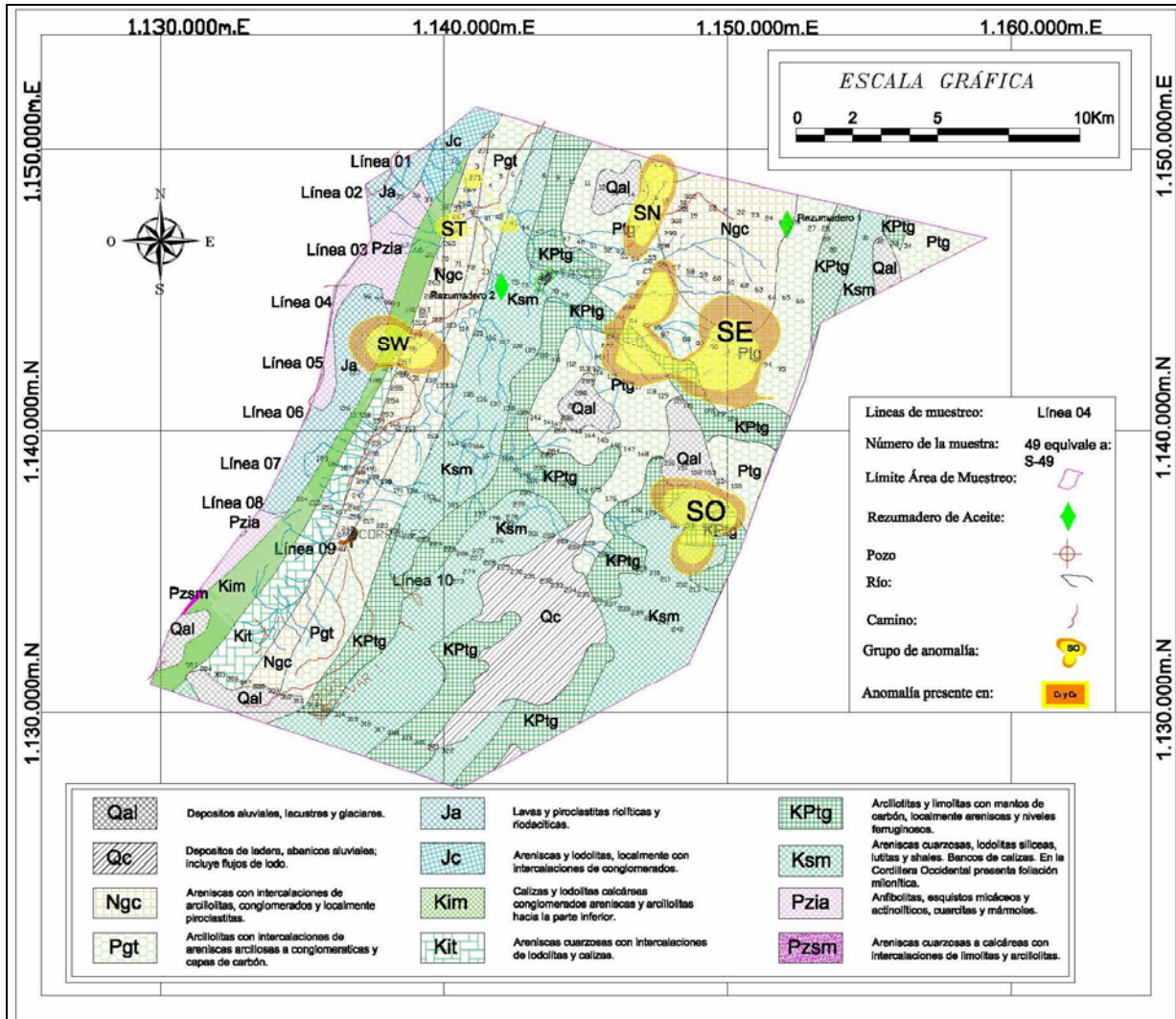


Figura 5. Áreas de interés sobre el mapa geológico del área de estudio.



Tabla 4. Grado de expresión de las anomalías en los gases C₁ a C₅.

Anomalía o grupo de anomalías	Gases						
	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	C ₅
SE	X	X	R	R	R	R	R
SN	X	X	R	X	A	R	X
SO	X	X	A	A	R	R	A
SW	X	X	R	A	R	R	R
ST	X	X	R	A	R	A	A

X: Buena expresión; R: sólo remanentes de la anomalía; A: ausente



5. ESTIMACIÓN DEL ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS

De acuerdo con Whiticar (1994), la proporción relativa de los alcanos saturados $C_1 - C_4$, en una muestra de gas proporciona una clasificación inicial del origen del gas. Bernard (1978) utiliza la relación $C_1/(C_2+C_3)$ para describir la relación de humectabilidad, entre otros, de los gases de emanaciones de superficie y sedimentos, y estimar su origen (Tabla 5.).

Tabla 5. Parámetro de Bernard para determinar el posible origen de los hidrocarburos.

Relación (Parámetro de Bernard)	ORIGEN:			
	Biogénico	Mezcla	Diagenético	Termogénico
$C_1/(C_2 + C_3)$	>1000	100 -1000	50 - 100	0 - 50

Aplicando esta relación, se identificaron 5 (1,5%) muestras, que corresponden: una, que representa el 0,3%, posiblemente relacionada con mezclas; 4 de origen diagenético, que corresponden al 1,2 % (Tabla 6.), entre el total de las 320, siendo el resto de gas (98,5%) de las muestras, de origen termogénico. Este planteamiento de estimación, en cuanto al tipo de gases presentes, debe ser complementado con otros análisis, por ejemplo, isótopos de carbono e hidrógeno.

Tabla 6. Lista de muestras de posible origen diagenético, y mezclas

Mezcla:		
Consecutivo	Nº de muestra	Nº de Línea
1	S-64	2
Diagenético:		
Consecutivo	Nº de muestra	Nº de Línea
1	S-3	1
2	S-59	2
3	S-113	4
4	S-191	7



6. PREDICCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO

En un intento inicial por evaluar el posible tipo de fluido que podría estar relacionado con estos hidrocarburo termógenicos, se aplica a estos gases termógenicos, las consideraciones presentadas por Harworth *et al.* (1985), para la interpretación de manifestaciones de hidrocarburos livianos ($C_1 - C_5$), de datos de pozo. Estos autores determinan varios índices, a partir de los cuales estiman el tipo de fluido esperado, así:

Relación o tasa de humectabilidad de los hidrocarburos:

$$Hh = [(C_2 + C_3 + \dots + C_5) / (C_1 + C_2 + \dots + C_5)] \times 100$$

Índice o tasa de balance:

$$Bh = (C_1 + C_2) / (C_3 + iC_4 + nC_4 + C_5)$$

Relación de carácter:

$$Ch = (iC_4 + nC_4 + C_5) / C_3$$

Los intervalos establecidos, empíricamente, de acuerdo con la experiencia de los resultados, para Hh son:

< 0,5 = gas muy seco;

0,5 - 17,5: gas, la densidad se incrementa en la medida en que Hh se incrementa;

17,5 – 40: aceite, la densidad se incrementa en la medida en que Hh se incrementa;

y > 40: aceite residual

La relación Bh se utiliza por dos razones: 1) Calcula casi lo contrario a la relación Hh. 2) Colocando tanto el C_1 como C_2 en el numerador, las anomalías de mantos de carbón se distinguen de las manifestaciones de aceite, porque el gas del carbón es rico en C_1 y C_2 .



Cuando se grafican conjuntamente, Hh y Bh dan una interpretación del carácter del fluido.

- 1) Si Bh es > 100 , la zona corresponde a gas muy seco
- 2) Si Hh indica fase de gas y $Bh > Hh$, entonces se tiene gas
- 3) Si Hh indica una fase de gas y $Bh < Hh$, se tiene entonces gas/aceite o gas/condensado
- 4) Si Hh está en fase de aceite y $Bh < Hh$, corresponde a aceite
- 5) Cuando Hh es >40 , Bh será mucho menor que Hh, indicando aceite residual.

El Ch se interpreta de la siguiente manera (esta relación es usada únicamente para clarificar Hh y Bh cuando indican gas):

- 1) Si Ch es $< 0,5$, la interpretación de Hh y Bh de gas es correcta
- 2) Si Ch es $>$ que $0,5$, el carácter gaseoso indicado por las relaciones Hh y Bh está asociado con aceite

La aplicación de estas relaciones a las muestras de gas del Área Soápaga de la cuenca Cordillera Oriental, permite estimar que el tipo de fluido esperado para esta área sería predominantemente aceite, con alguna cantidad menor, aceite residual, condensado y gas (Anexo digital 6.).

De otra parte, la graficación de las relaciones de $C_2/(C_3+C_4)$ vs. $C_1/(C_2+C_3)$, (Figura 6.; Anexo digital 16.), permite estimar que los hidrocarburos esperados serían, predominantemente, aceite y condensado.

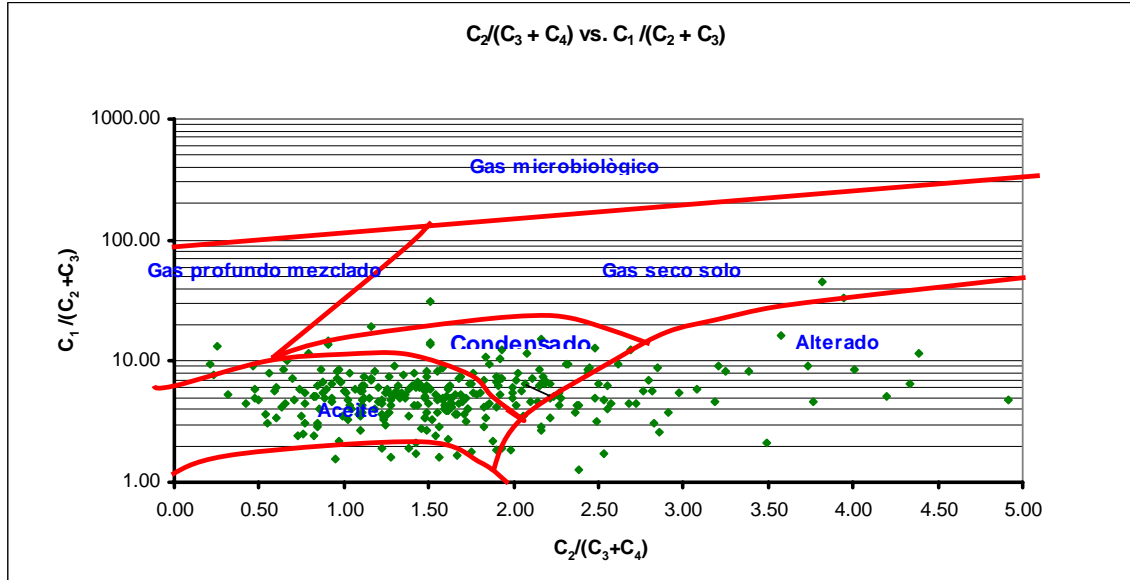


Figura 6. Posible tipo de fluido esperado cuenca Cordillera Oriental - Área Soápaga.



7. DETERMINACIÓN DEL ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS PRESENTES EN ANOMALÍAS A PARTIR DE ANÁLISIS ISOTÓPICOS

Además de utilizar el método de humectabilidad (numeral 5), para determinar la génesis del metano mediante una fórmula empírica, se envió al laboratorio las muestras con alta concentración de metano para determinar la relación de carbono 12 / 13 mediante espectrometría de masas. En algunos casos se presenta diferencias del origen del metano entre los dos métodos, por lo que es recomendable utilizar el diagrama de Bernard (Figura 7) donde se complementan y dan un resultado más confiable, ya que relacionan los resultados de isótopos de laboratorio con la fórmula empírica de los hidrocarburos livianos C₁, C₂ y C₃.

Los rangos de valores de isótopos tenidos en cuenta para la interpretación son:

Origen termogénico valores mayores de -55

Origen mezclas valores entre - 65 a - 55

Origen Biogénico valores menores de -65

32 muestras fueron seleccionadas para análisis isotópicos, pero solo 19 de ellas, dieron concentraciones suficientes de gas para realizar dicho análisis (Anexo digital 17 y Anexo 18, Tabla 7.).

Tabla 7. Resultados de análisis isotópicos de muestras. Área Soápaga.

No MUESTRA	$\delta^{13}C_1$	$C_1 / C_2 + C_3$
S-31	-56.504	5.9
S-59	-22.860	57.7
S-43	-51.549	3.0
S-56	-44.600	7.0
S-87	-44.084	9.3
S-90	-54.925	4.7
S-117	-38.807	7.9
S-128	-59.063	3.5
S-182	-26.283	7.3



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

S-235	-36.913	19.1
S-241	-28.809	10.7
S-249	-61.234	11.5
S-258	-26.807	45.2
S-259	-43.817	3.6
S-266	-53.605	30.6
S-267	-60.661	15.9
S-271	-32.208	5.1
S-286	-33.851	1.6
S312	-11.713	7.9

A partir de los resultados de isótopos se puede concluir lo siguiente:

Las muestras asociadas a los rezumaderos del noreste del área son termogénicas maduras profundas con posible hidrocarburo líquido muestras S 31, 56, 59, 87, 90 y 117.

La anomalía occidental muestra un origen termogénico con posible hidrocarburo líquido y gaseoso de acuerdo con las muestras S 43, 258, 259, 266 y 27.

El isótopo de la lectura sobre el pozo Bolívar-1 confirma el origen profundo y termogénico de la anomalía, muestra S 312.

La anomalía localizada al sureste de la zona muestra un origen termogénico con posible gas seco, muestras S 182, 241 y 235.

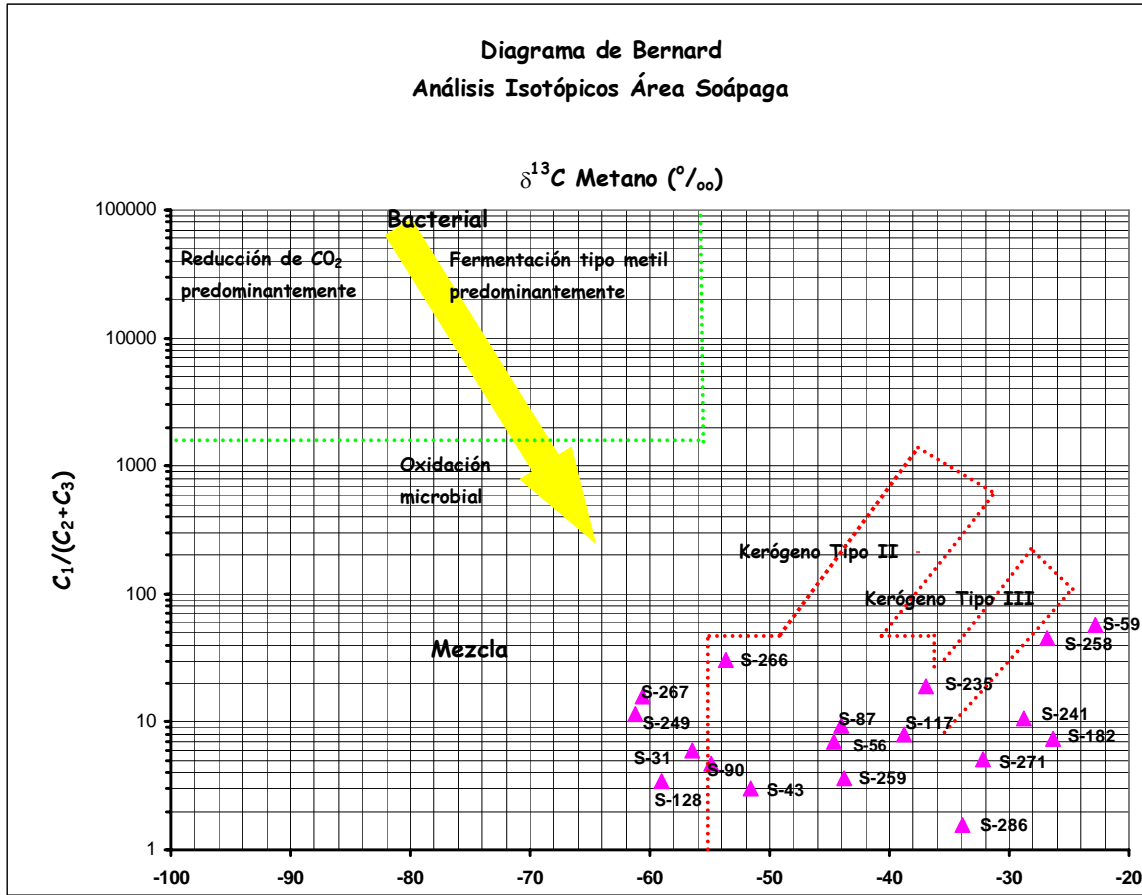


Figura 7. Gráfico de Bernard: $^{13}C/^{12}C_{(0/00)}$ metano vs. $C_1/(C_2+C_3)$.
Fuente. AAPG Memoria 60



CONCLUSIONES, ÁREA SOÁPAGA

La interpretación de los datos cromatográficos de las muestras de gas de suelo del área Soápaga, de la cuenca Cordillera Oriental, permite cartografiar 5 grupos de anomalías geoquímicas de superficie. Las principales están a lo largo de flanco occidental del sinclinal, asociadas al tren de fallas de dirección norte-sur, y en la esquina nororiental y sur oriental del bloque Soápaga.

Por su expresión en los diferentes gases, estos grupos de anomalías se clasifican de mayor a menor, así: SE, SN, SW, SO y ST.

Todos estos grupos tienen expresión en el mapa de metano y etano. Por su mayor extensión se destaca el grupo SE.

Las anomalías del sector oriental del área están alineadas en dirección norte-sur, y correlacionan con los lineamientos (zonas de fractura), observados en el mapa geológico de superficie.

Se estima que el 98% de las 320 muestras analizadas es de origen termogénico y que no se tienen muestras de gas de origen microbiológico, entre las 320 analizadas.

Se estima que el tipo de fluido esperado para el área Soápaga sería predominantemente aceite, con alguna cantidad menor de aceite residual, condensado y gas.

Los resultados isotópicos de las muestras S-59, S-241 y S-258 indican la influencia termogénica en su origen, y en la graficación de estos resultados contra la humectabilidad de Bernard indicarían un origen profundo.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

RECOMENDACIONES

El encontrar rezumaderos de aceite y anomalías de gas en suelo en el sector nororiental del área de estudio es un buen indicador de posibles acumulaciones en el subsuelo. Sin embargo, se recomienda un estudio geológico-estructural del bloque con el fin de definir si las posibles estructuras en el subsuelo tienen geometría con cierre que estén separadas de la superficie.

La calibración del método en el pozo productor Bolívar-1, se ve reflejada principalmente en los mapas de etano y butano. Por esta razón se recomienda integrar principalmente estos 2 mapas con la información que se tenga del subsuelo.



8. INTERPRETACIÓN CUENCA CHOCÓ, ÁREA SAN JUAN

8.1 Tratamiento Estadístico

Para realizar el tratamiento estadístico de los datos, se aplicaron varios filtros, así: a partir de la relación de Bernard, se identificaron muestras de origen biogénico, diagenético y mezclas (Anexo digital 19.), eliminándolas, y dejando únicamente aquellas de origen termogénico.

Seguidamente se eliminaron las muestras por encima del percentil 95,4% (esto únicamente para el tratamiento estadístico, ya que luego el mapeo se hace con todos los datos de gases termogénicos), (Anexo digital 20.), que de acuerdo con *Duchscherer* (1990), corresponderían a muestras anómalas.

Seguidamente se normalizaron los datos (obtención del logaritmo natural de los datos), debido a que estos datos presentan una distribución *Log-Normal* (Krumbein y Graybill, 1965; Isaaks y Srivastava, 1989).

Para el tratamiento estadístico se empleó el programa Past. A partir de éste se generaron histogramas, y se determinaron las medidas de posición central (media, mediana) y las medidas de dispersión (rango, varianza, desviación estándar), etc. (Anexo 8.1.3), para cada uno de los gases, de cada sector. El objetivo principal de este ejercicio es estimar la constante de fondo (background) y los posibles valores anómalos, para cada uno de los sectores.

8.2 Determinación de Anomalías

Como ya se mencionó, la determinación de la constante de fondo y anomalías se realizó a partir del tratamiento estadístico.



En el ejercicio del tratamiento estadístico de esta área, por ejemplo, si se toman todos los datos, de posible origen termogénico, se obtienen los siguientes valores:

Media = 850

Desviación Estándar: 4200

Si a partir de estas medidas se determinan las anomalías de segundo y primer orden, aplicando para las anomalía de segundo orden el valor de la media más dos desviaciones estándares, y para las anomalías de primer orden la media más tres desviaciones estándares (Duchscherer, 1990), se obtendría que la anomalía de segundo orden estaría por encima de 9340,22 ppm para el metano y la anomalía de primer orden estaría por encima de 13586,36 ppm, es decir, que para los valores de origen termogénico solo habría en total 36 valores anómalos (equivalente al 3% de estos datos) que corresponden a puntos aislados dentro de la población analizada.

Debido a esto, para realizar el tratamiento estadístico se tomaron los datos correspondientes al percentil 95,4 % el cual corresponde, en una curva gaussiana normal, a la media más dos desviaciones estándares, es decir, se eliminan los datos que se encuentran en los extremos o más alejados del promedio. La comparación entre el análisis de datos para los valores completos y para la constante de fondo o valores *background*, para el metano y el etano, se presentan en el Anexo 8.1.3.

En general los histogramas y los diagramas de probabilidad normal presentan dos familias de datos, lo cual indica la existencia de una población normal natural y una población anómala.

En conclusión, luego de la aplicación de los filtros descritos arriba se tomaron todos los valores de concentración menores o iguales a la media como constante de fondo; en tanto que las anomalías de segundo orden se estimaron, a partir de la media más dos desviaciones estándares, y para las anomalías de primer orden se tomó la media más tres desviaciones estándares (Duchscherer, 1990), para cada uno de los hidrocarburos



livianos: metano, etano, propano, isobutano, butano, isopentano y pentano (C₁, C₂, C₃, iC₄, nC₄, iC₅ y C₅), para cada uno de los sectores (Tabla 8.).

Tabla 8. Valores de las anomalías

	Media	Desviación Estándar	Anomalía de 2º orden	Anomalía de 1º orden
	μ	σ	$\mu + 2 \sigma$	$\mu + 3 \sigma$
Metano	156.33	332.73	821.79	1154.52
Etano	4.93	9.57	24.07	33.64
Propano	0.43	0.47	1.37	1.85
Acetileno	0.06	0.17	0.40	0.58
Isobutano	0.02	0.04	0.11	0.15
Butano	0.23	0.67	1.57	2.23
Isopentano	0.37	2.05	4.47	6.52
Pentano	0.31	0.86	2.03	2.89
Hexano	0.11	0.18	0.48	0.67



9. CARTOGRAFÍA DE GASES E IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE INTERÉS PARA SAN JUAN

A partir de la constante de fondo y los rangos de las anomalías de segundo y primer orden, se procedió a elaborar mapas de contornos y clases para todos los gases termógenicos, tomando como base el mapa de coordenadas finales de los puntos muestreados.

9.1 Mapa de Metano

El mapa de contornos del metano permite diferenciar cinco áreas o grupos con valores anómalos, que convencionalmente se denominarán: JW, JC, JS, JE y JX (Figura 8.

Anexo 22). Tres de estas áreas anómalas, la JW, JC y JS se ubican en la parte occidental del área estudiada, la JX en la parte sur de la parte media; y el área JE en la parte nororiental.

El área JW se ubica en el noroeste, entre el extremo occidental de las líneas 1, 2, 3 y 4, y el extremo norte de la línea 11.

El grupo o área JC se ubica en la parte central sur del área de estudio, en las líneas 5, 6, 7 y 11. El grupo JS se ubica ente el extremo sur de la línea 11, y las líneas oeste – este, 8, 9 y 10.

En la parte sur se diferencia la anomalía JX, sobre el extremo oriental de línea 10. Es la de menor extensión entre las áreas anómalas diferenciadas.

La anomalía JE se localiza en el sector, hacia la parte oriental de la línea 2, y los extremos nortes de las líneas 12 y 14.



9.2 Mapa de Etano

En este gas, mantienen su expresión, todas los grupos de anomalías descritos en el mapa de metano (Figura 9. y Anexo 23).

9.3 Mapa de Propano

En el mapa del propano, el grupo JW mantiene su expresión extendiéndose hacia la línea 5, pero sin los contornos anómalos del metano y etano en la línea 11. De la anomalía JE quedan remanentes; mientras que, JS y JX no se manifiestan (Anexo 24).

9.4 Mapa de Isobutano

Todos los grupos de anomalías, descritos anteriormente, no tienen expresión en el mapa del isobutano se presentan únicamente algunas lecturas, de puntos aislados, con valores anómalos en varias líneas (Anexo 25).

9.5 Mapa de Butano

Este mapa no presenta o define ningún contorno anómalo nuevo ni relacionados con los grupos de anomalías descrito atrás (Anexo 26).

9.6 Mapa de Isopentano

Este tampoco presenta ningún contorno de valor anómalo de segundo ni de primer orden (Anexo 27).

9.7 Mapa de Pentano

Igualmente, el mapa de este gas no presenta contornos anómalos (Anexo 28).



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

9.8 Mapa de sobreposición de los gases C₂ a C₅.

Figura 10. y Anexo 29 corresponden al mapa de sobreposición de los gases C₂ a C₅. Los valores anómalos que se diferencian en este mapa prácticamente corresponden a los de C₂ y C₃, ya que a partir de C₃ no se definen valores anómalos para los gases más pesados.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápage y San Juan

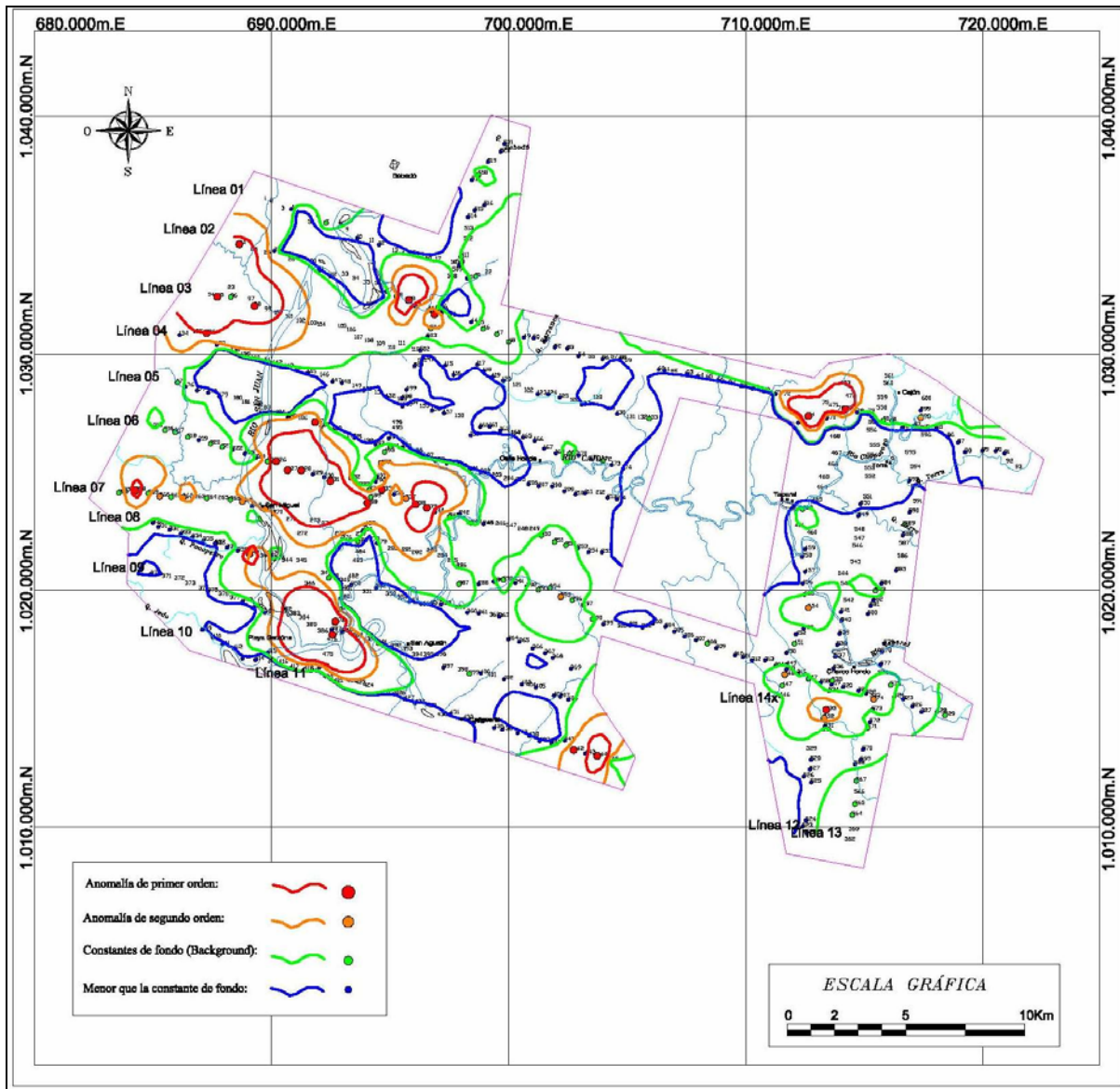


Figura 8. Mapa de clases y de contornos de metano.

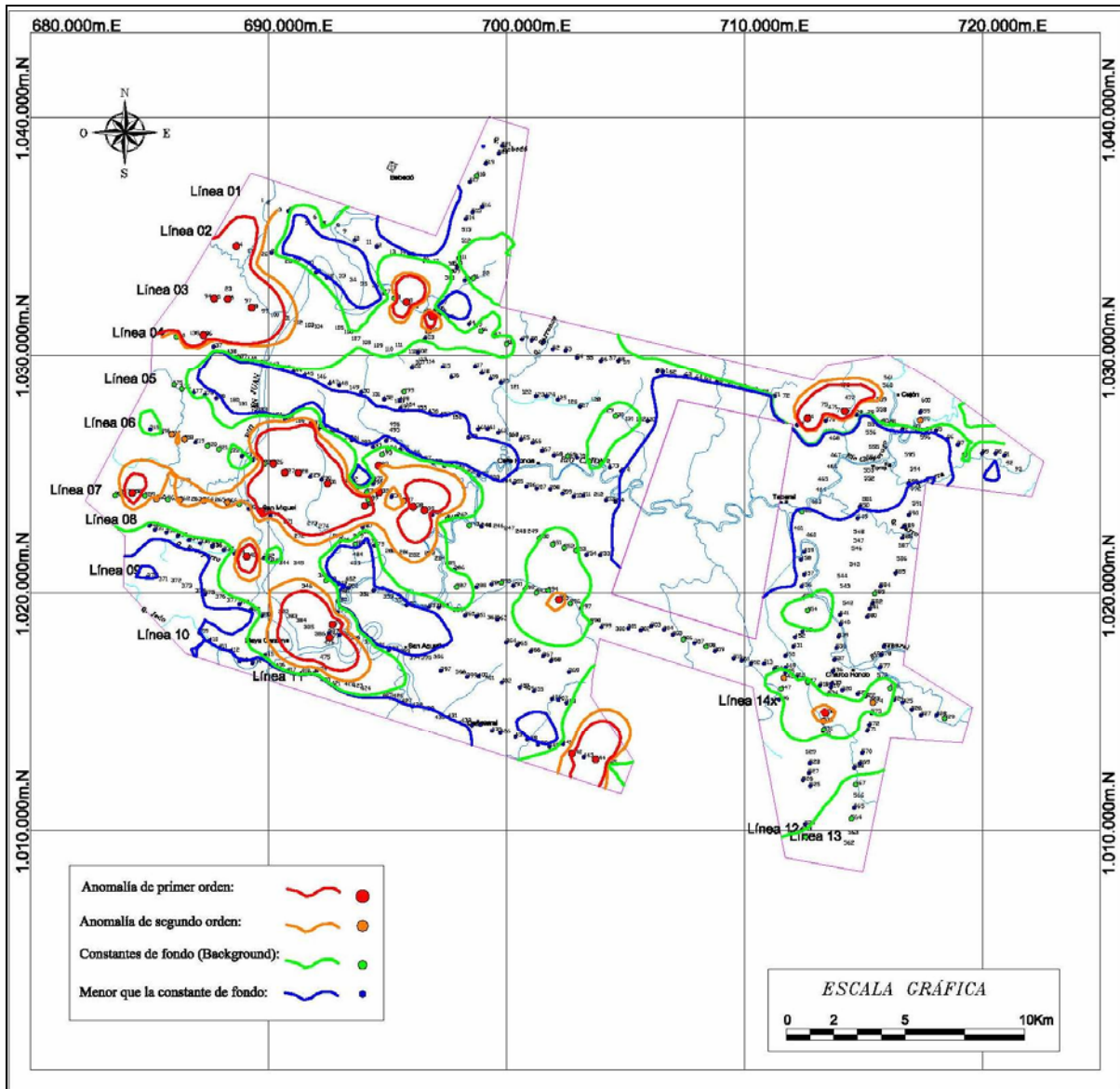


Figura 9. Mapa de clases y de contornos de etano.

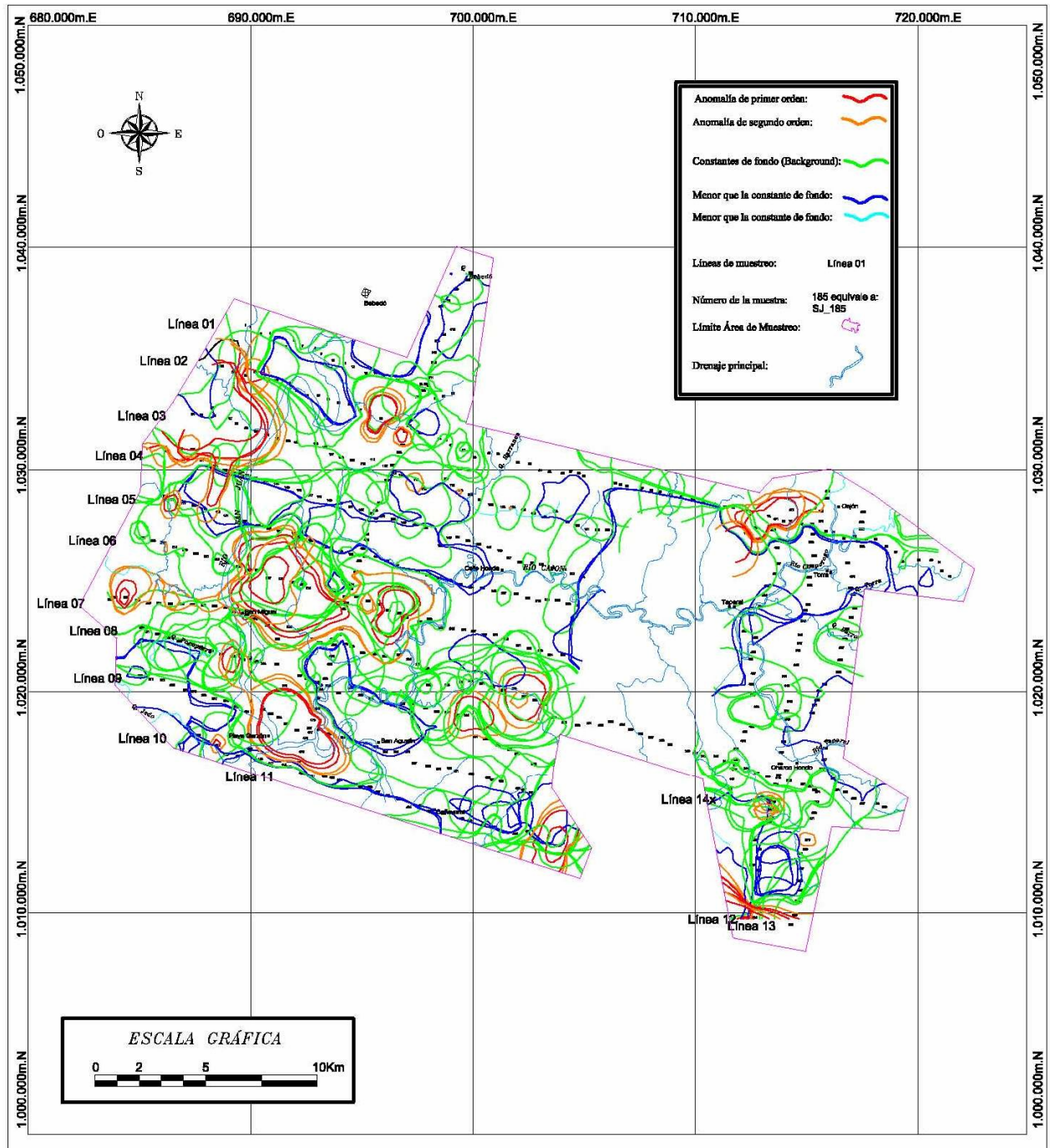


Figura 10. Mapa de sobreposición de los gases C₂ a C₅.

**9.9 Expresión de las Anomalías en los Perfiles Cromatográficos**

Las concentraciones obtenidas para cada gas en cada una de las muestras se grafican colocando en el eje de las ordenadas estas concentraciones, en escala logarítmica, y el número de la muestra en el eje de las abscisas (perfiles cromatográficos). Las anomalías identificadas a partir de la cartografía, se pueden, igualmente, visualizar en los perfiles cromatográficos (Tabla 9. y Anexo 30). Las mayores concentraciones de gas (ppm) corresponden al metano, seguidos por las de etano (Tabla 10.).

Tabla 9. Localización de las anomalías para los gases C₁ y C₂

ANOMALÍA	SECTOR	LÍNEA	GAS	MUESTRAS
JW	NOROESTE	1	C ₁ , C ₂ C ₃	2,3
		2		24 a 26
		3		94 a 98
		4		135,136
		11		505
JC	CENTROOEST E	5	C ₁ C ₂	187
		6		226 a 228,231,235,237 a 239
		7		258,260,262,264, 267, 269
		11		488,492
JS	SUROESTE	8	C ₁	335, 337 a 339
		11	C ₂	477, 478
JX	SUR	10	C ₁ C ₂	442,444
JE	NORESTE	2	C ₁ C ₂	74,77

Tabla 10. Concentraciones máximas de gas

Gas	Concentración máxima (ppm)*
C ₁	92.819
C ₂	3646
C ₃	20
iC ₄	0,85
nC ₄	9
iC ₅	28
C ₅	11

*partes por millón

9.10 Conclusiones Sobre Áreas de Interés, área san juan

La cartografía de gases livianos C₁ a C₅ del área San Juan permite diferenciar cinco sectores anómalos de interés: JW, JC, JS, JE y JX (Figura 11. y Anexo 31). Por su extensión y expresión sobresale el grupo JS. Tres de estas áreas anómalas, la JW, JC y JS se ubican en la parte occidental del área estudiada, la JX en la parte sur de la parte media; y el área JE en la parte nororiental.

Todos estos grupos de anomalías solamente tienen expresión buena o remanentes hasta C₃, en los demás gases, iC₄ a C₅, no se presentan. (Tabla 11.). El grupo JW está presente en C₁ a C₃, pero está ausente en los demás gases. El grupo JC y la anomalía JE están presentes solamente en C₁ y C₂, con remanentes en C₃, y ausente en los demás gases. El grupo JS y la anomalía JX se expresan en C₁ y C₂, y están ausentes en los demás gases. En figura 12. y el anexo 32. se presentan los grupos de anomalías sobre el mapa geológico de superficie del área de estudio.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápage y San Juan

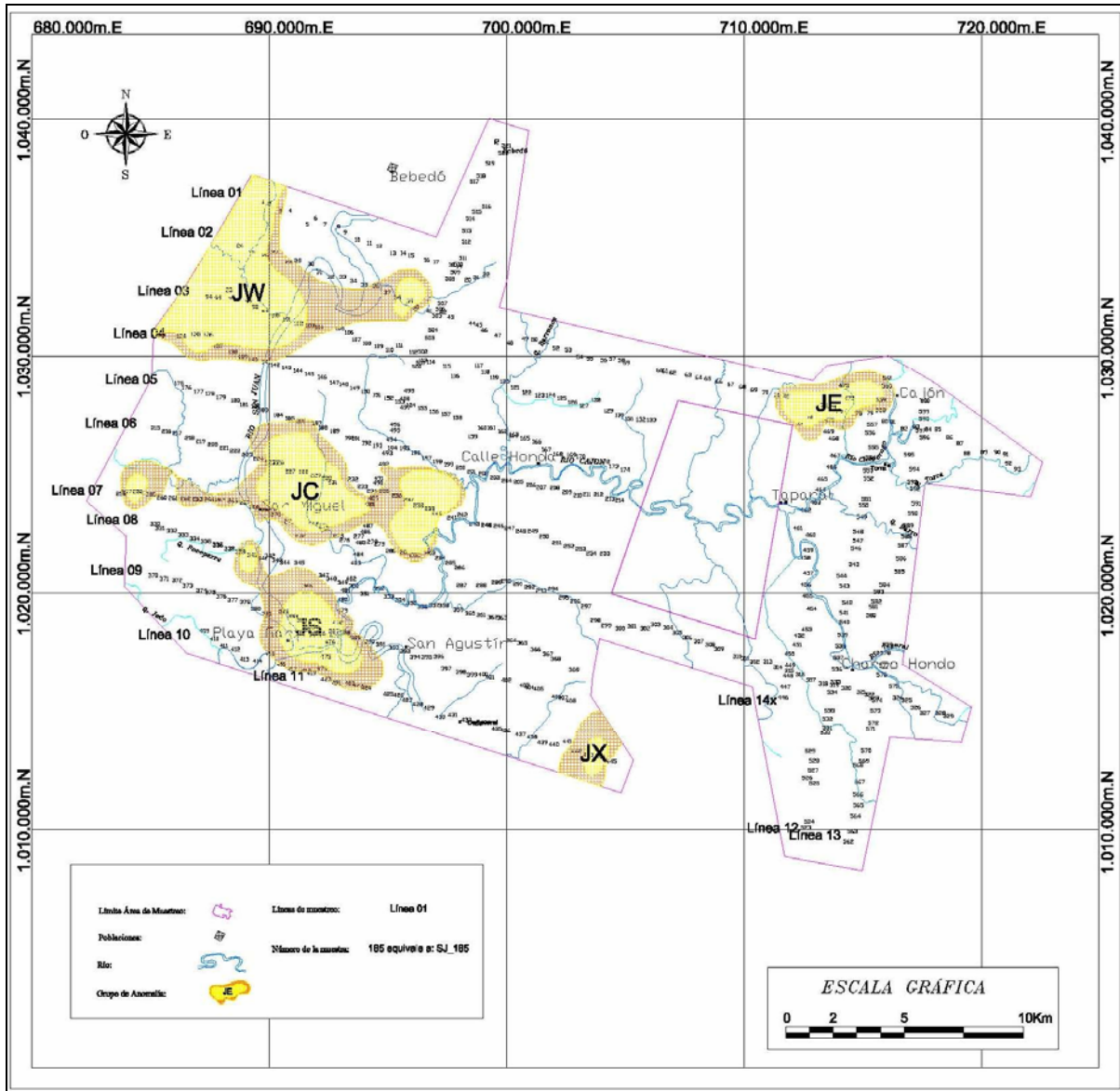


Figura 11. Mapa de áreas de interés.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

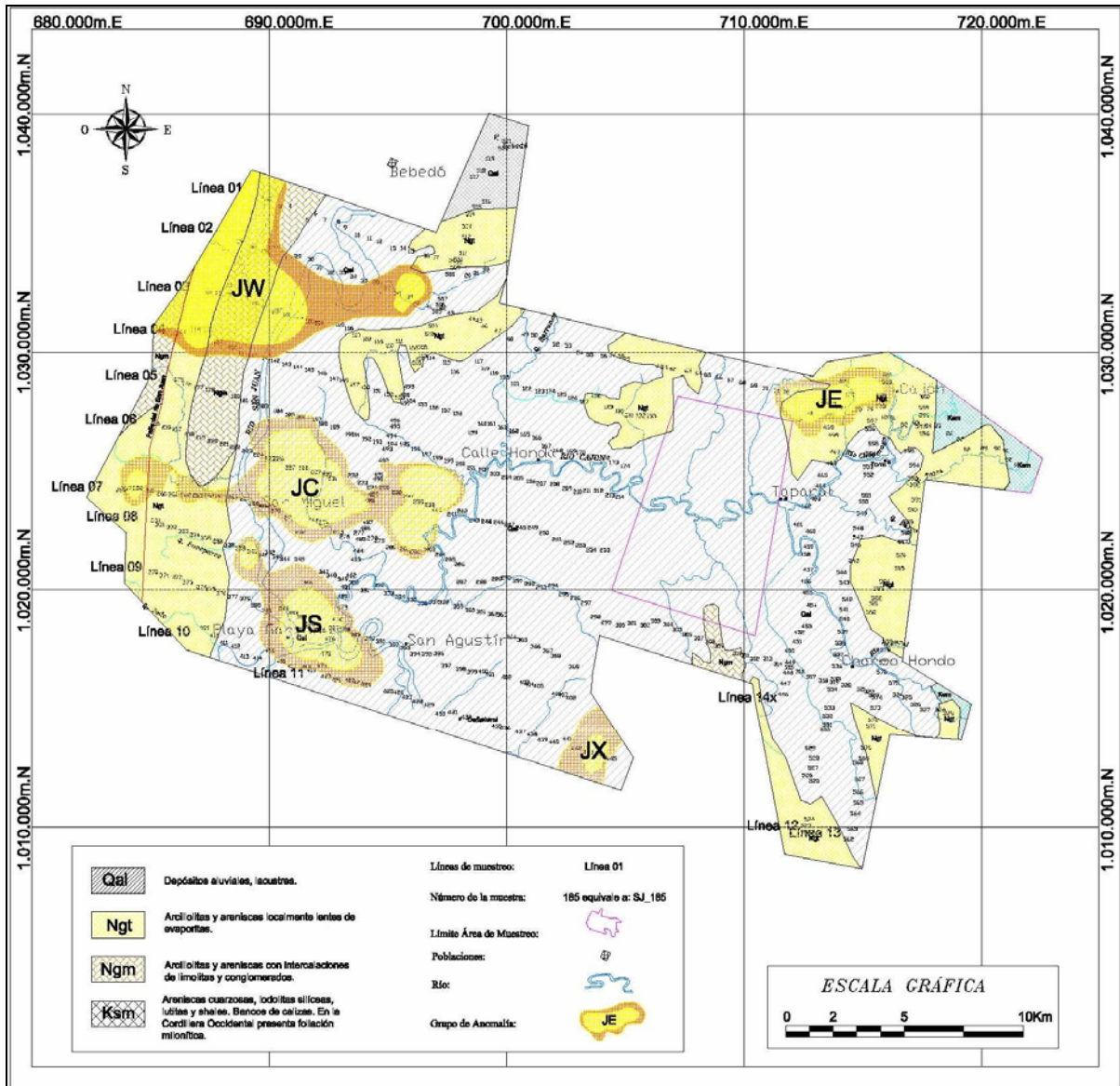


Figura 12. Áreas de interés sobre el mapa geológico del área de estudio.



Tabla 11. Grado de expresión de las anomalías en los gases C₁ a C₅.

Anomalía	Gases						
	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	C ₅
JW	X	X	X	A	A	A	A
JC	X	X	R	A	A	A	A
JS	X	X	A	A	A	A	A
JE	X	X	R	A	A	A	A
JX	X	X	A	A	A	A	A

X: Buena expresión; R: sólo remanentes de la anomalía; A: ausente



10. ESTIMACIÓN DEL ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS, ÁREA SAN JUAN

De acuerdo con Whiticar (1994), la proporción relativa de los alcanos saturados $C_1 - C_4$, en una muestra de gas proporciona una clasificación inicial del origen del gas. Bernard (1978) utiliza la relación $C_1/(C_2+C_3)$ para describir la relación de humectabilidad, entre otros, de los gases de emanaciones de superficie y sedimentos, y estimar su origen (Tabla 12.).

Tabla 12. Parámetro de Bernard para determinar el posible origen de los hidrocarburos.

Relación (Parámetro de Bernard)	ORIGEN:			
	Biogénico	Mezcla	Diagenético	Termogénico
$C_1/(C_2 + C_3)$	>1000	100 -1000	50 - 100	0 - 50

Aplicando esta relación, se identificaron 205 muestras de las cuales, 81, que corresponden al 13,5%, posiblemente relacionadas con mezclas; 364 de origen diagenético, que corresponden al 20,6 % (Anexo 33) entre el total de las 600, siendo el resto (65,8%) de gas de las muestras de origen termogénico.

Este planteamiento de estimación, en cuanto al tipo de gases presentes, debe ser complementado con otros análisis, por ejemplo, isótopos de carbono e hidrógeno.



11. PREDICCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO, ÁREA SAN JUAN

La aplicación, igualmente, de las consideraciones presentadas por Harworth *et al.* (1985), para la interpretación de manifestaciones de hidrocarburos livianos ($C_1 - C_5$) a las muestras del área San Juan (Anexo digital 34), permite estimar que el tipo de fluido a esperar sería, en su mayoría, hidrocarburo líquido, y en menor proporción condensado y gas.

De otra parte, la graficación de las relaciones de $C_2/(C_3+C_4)$ vs. $C_1/(C_2+C_3)$, (Figura 13 y Anexo digital 35) permite estimar que los hidrocarburos esperados serían condensado y gas, y en menor proporción aceite.

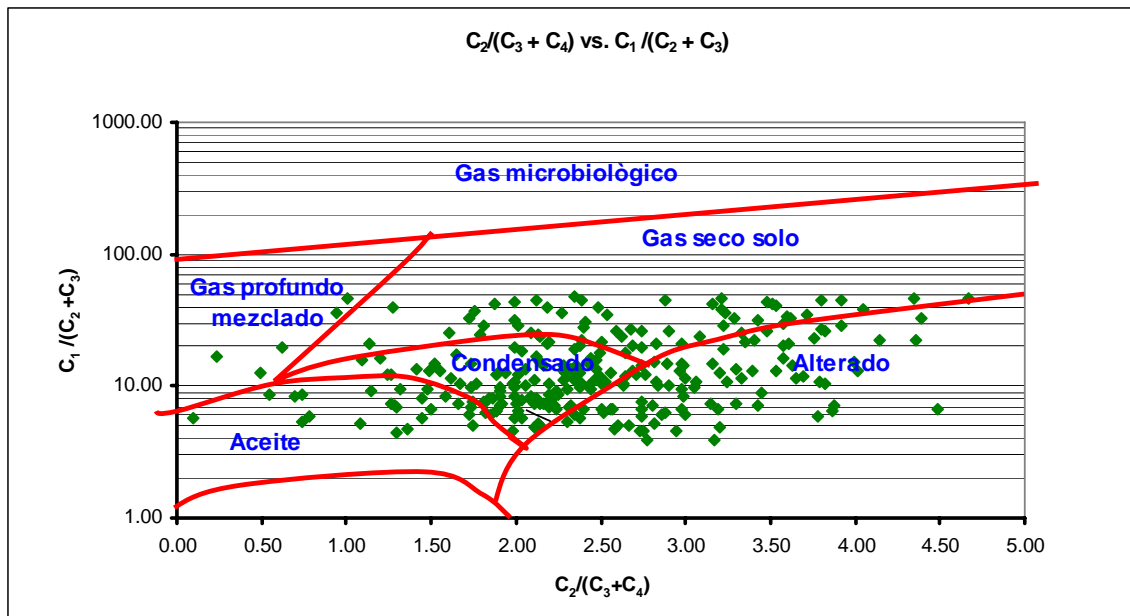


Figura 13. Posible tipo de fluido esperado para el área San Juan, cuenca Chocó.



12. DETERMINACIÓN DEL ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS A PARTIR DE ANÁLISIS ISOTÓPICOS, ÁREA SAN JUAN

Además de utilizar el método de humectabilidad (numeral 10), para determinar la génesis del metano mediante una fórmula empírica, se envió al laboratorio las muestras con alta concentración de metano para determinar la relación de carbono 12 / 13 mediante espectrometría de masas. En algunos casos se presenta diferencias del origen del metano entre los dos métodos, por lo que es recomendable utilizar el diagrama de Bernard (Figura 14) donde se complementan y dan un resultado más confiable, ya que relacionan los resultados de Isótopos de laboratorio con la fórmula empírica de los hidrocarburos livianos C1, C2 y C3.

Los rangos de valores de isótopos tenidos en cuenta para la interpretación son:

Origen termogénico valores mayores de -55

Origen mezclas valores entre - 65 a - 55

Origen Biogénico valores menores de -65

60 muestras fueron seleccionadas para análisis isotópicos, pero solo 53 de ellas, dieron concentraciones suficientes de gas para realizar dicho análisis (Anexo digital 35 y Anexo 36, Tabla 13.).

Predominan las muestras de origen biogénico. De las 53 muestras analizadas, 14 están la zona termogénicas y el resto de las muestras analizada están en la zona de mezcla y biogénica.

La anomalía ubicada en el sector noroeste del área, ubicada sobre el terciario, según los resultados de isótopos de las muestras presenta carácter de mezcla SJ 24 y 95 y biogénico SJ 098.

La segunda anomalía ubicada en la Llanura de inundación del Río San Juan es de origen biogénico SJ 194, 221, 241, 257, 258, 260, 262, 266, 267, 340, 488, 489 y 492.



Sin embargo se presentan algunos valores erráticos con valores de mezclas y termogénicos.

En las muestras correspondientes a la tercera anomalía, ubicada en la confluencia del Río San Juan y el Río Sipi, predomina la génesis biogénica.

Tabla 13. Resultados de análisis isotópicos de muestras Área San Juan.

Identificación Laboratorio	$\delta^{13}\text{C}_{1^*}$	Laboratorio
SJ-07	-45.15	Intertek
SJ-21	-79.38	Intertek
SJ-24	-58.93	Intertek
SJ-38	-74.67	Intertek
SJ-39	-39.72	Intertek
SJ-41	-63.32	Intertek
SJ-74	-49.66	Intertek
SJ-77	-60.03	Intertek
SJ-95	-54.70	Baseline R.
SJ-98	-69.04	Intertek
SJ-227	-54.50	Baseline R.
SJ-231	-56.98	Intertek
SJ-235	-36.98	Intertek
SJ-258	-74.90	Baseline R.
SJ-296	-82.97	Intertek
SJ-442	-38.93	Intertek
SJ-598	-84.80	Baseline R.
SJ-194	-92.40	Intertek
SJ-221	-81.42	Intertek
SJ-237	-56.81	Intertek
SJ-241	-71.24	Intertek
SJ-250	-73.66	Intertek
SJ-251	-79.95	Intertek
SJ-257	-72.33	Intertek
SJ-260	-78.65	Intertek
SJ-261	-63.36	Intertek
SJ-262	-72.51	Intertek
SJ-266	-78.67	Intertek
SJ-267	-73.07	Intertek
SJ-290	-47.76	Intertek
SJ-293	-70.38	Intertek



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápage y San Juan

SJ-329	-51.33	Intertek
SJ-340	-73.88	Intertek
SJ-447	-68.46	Intertek
SJ-448	-62.34	Intertek
SJ-454	-80.94	Intertek
SJ-462	-82.90	H RTP Brasil
SJ-477	-49.00	H RTP Brasil
SJ-478	-52.90	H RTP Brasil
SJ-485	-56.79	Intertek
SJ-488	-76.90	H RTP Brasil
SJ-489	-78.46	Intertek
SJ-492	-65.84	Intertek
SJ-504	-62.23	Intertek
SJ-505	-46.80	H RTP Brasil
SJ-518	-75.63	Intertek
SJ-532	-68.78	Intertek
SJ-533	-75.10	Intertek
SJ-564	-53.84	Intertek
SJ-571	-67.31	Intertek
SJ-574	-46.72	Intertek
SJ-583	-88.30	H RTP Brasil
SJ-589	-30.94	Intertek

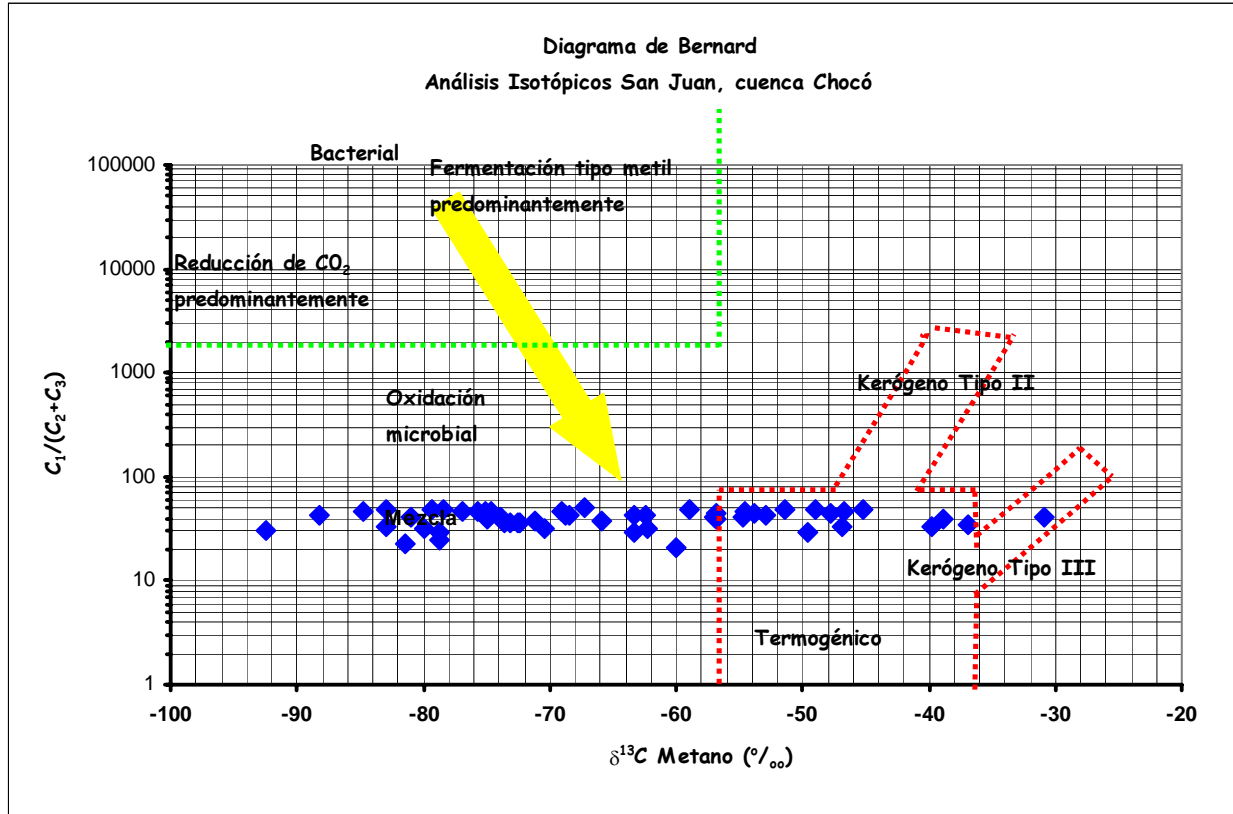


FIGURA 14. Gráfico de Bernard: $^{13}C/^{12}C_{(0/00)}$ metano vs. $C_1/(C_2+C_3)$.
Fuente. AAPG Memoria 60



Conclusiones Del Área San Juan

La cartografía de gases livianos C_1 a C_5 del área San Juan permite diferenciar cinco sectores anómalos de interés: JW, JC, JS, JE y JX. Por su extensión y expresión sobresale el grupo JS.

Tres de estas áreas anómalas, la JW, JC y JS se ubican en la parte occidental del área estudiada, la JX en la parte sur de la parte media; y el área JE en la parte nororiental.

Todos estos grupos de anomalías solamente tienen expresión buena o remanentes hasta C_3 , en los demás gases, C_4 a C_5 , no se presentan.

El grupo JW está presente en C_1 a C_3 , pero está ausente en los demás gases.

El grupo JC y la anomalía JE están presentes solamente en C_1 y C_2 , con remanentes en C_3 , y ausente en los demás gases.

El grupo JS y la anomalía JX están se expresan en C_1 y C_2 , y también están ausentes en los demás gases.

Las anomalías en superficie generalmente se observan sobre la planicie de inundación de los ríos San Juan y Cajón. Sin embargo, la anomalía noroccidental se encuentra sobre sedimentos Terciarios.

Se estima que el tipo de fluido a esperar en el área sería hidrocarburo líquido, condensado y gas.

A partir de la relación de humectabilidad de Bernard se identificaron 205 muestras de las cuales, 81, que corresponden al 13,5%, posiblemente relacionadas con mezclas; 124 de origen diagenético, que corresponden al 20,6 % entre el total de las 600, siendo el resto (65,8%) de gas de las muestras de origen termogénico.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

RECOMENDACIONES PARA EL ÁREA SAN JUAN

Debido a que detectaron únicamente metano, etano y en menor cantidad propano, se recomienda un modelo geoquímico 1D, 2D y 3D para determinar caminos de migración, volúmenes de roca generadora, tipo de hidrocarburo generado etc.

Determinar si existe correlación entre las anomalías de C_1 , C_2 , y C_3 con posibles estructuras definidas por imágenes del subsuelo.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

BIBLIOGRAFÍA

Duchscherer, W., Jr., 1984, Geochemical hydrocarbon prospecting, with case histories: Tulsa, PennWell Publishing Co., 196 p.

Haworth, J. H., Sellens, M. and Whittaker, A., Interpretation of Hydrocarbons Shows Using Light (C1 – C5) Hydrocarbons from Mud – Log Data, AAPG Bulletin, V.69, No.8, 1985, p 1305 – 1310.

Krumbein W. C. and Graybill, F. A., An Introduction to Statistical Models in Geology, 1965

Isaaks, E. H. and Srivastava, R. M., An Introction to Applied Geostatistics, 1989.

Schumacher, D. and Abrams M. A., Hydrocarbons Migration and its Near-Surface Expression, AAPG Memoir 66, 1996.

Whiticar, M. J., Correlation of Natural Gases with their Sources, Chapter 16, en Magoon L. B. and Dow. G. W., The Petroleum System – From Source to Trap, The Petroleum System: Memoir 60, 1994.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO DIGITAL 1.
ESTIMACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS A PARTIR DEL
PARÁMETRO DE HUMECTABILIDAD DE BERNARD,
ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO DIGITAL 2.
TRATAMIENTO ESTADÍSTICO DE LOS HIDROCARBUROS
TERMÓGENICOS, ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 3.
MEDIDAS DE POSICIÓN CENTRAL Y DE DISPERSIÓN,
ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 4.
MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
METANO, ESCALA 1:100.000,
ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 5.
MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
ETANO, ESCALA 1:100.000,
ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 6.
MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
PROPANO, ESCALA 1:100.000,
ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 7.
MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
ISOBUTANO, ESCALA 1:100.000, ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 8.

MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
BUTANO, ESCALA 1:100.000, ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 9.
MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
ISOPENTANO, ESCALA 1:100.000, ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 10.
MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
PENTANO, ESCALA 1:100.000, ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 11.

MAPA DE SOBREPOSICIÓN DE CONTORNOS DE
GASES C₂ A C₅, ESCALA 1:100.000, ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 12.
PERFILES CROMATOGRÁFICOS DE LAS LÍNEAS DE
MUESTREO, ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 13.
MAPA DE ÁREAS DE INTERÉS, ESCALA 1:100.000,
ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 14.

ÁREAS DE INTERÉS SOBRE EL MAPA GEOLÓGICO DE
SUPERFICIE DEL ÁREA DE ESTUDIO, ESCALA 1:100.000,
ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO DIGITAL 15.
ESTIMACIÓN DEL TIPO DE FLUIDO A PARTIR DE LAS
RELACIONES DE HARWORTH *ET AL.* (1985), ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO DIGITAL 16.
POSIBLE TIPO DE FLUIDO ESPERADO PARA
EL ÁREA SOÁPAGA.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO DIGITAL 17.
RESULTADOS DE ANÁLISIS ISOTÓPICOS DE
MUESTRAS ÁREA SOÁPAGA.



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 18.

MAPA DE METANO CON RESULTADOS DE
ISÓTOPOS, ESCALA 1: 100.000, ÁREA SOÁPAGA



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO DIGITAL 19.
ESTIMACIÓN DEL TIPO DE HIDROCARBURO A
PARTIR DEL PARÁMETRO DE HUMECTABILIDAD
DE BERNARD, ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO DIGITAL 20.
TRATAMIENTO ESTADÍSTICO DE LOS HIDROCARBUROS
TERMÓGENICOS, ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 21.
MEDIDAS DE POSICIÓN CENTRAL Y DE DISPERSIÓN,
ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 22.

MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
METANO, ESCALA 1:100.000, ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 23.

MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
ETANO, ESCALA 1:100.000, ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 24.
MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
PROPANO, ESCALA 1:100.000, ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 25.
MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
ISOBUTANO, ESCALA 1:100.000, ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 26.

MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
BUTANO, ESCALA 1:100.000, ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 27.
MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
ISOPENTANO, ESCALA 1:100.000, ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 28.
MAPA DE CLASES Y DE CONTORNOS DE
PENTANO, ESCALA 1:100.000, ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 29.

MAPA DE SOBREPOSICIÓN DE CONTORNOS DE
GASES C₂ A C₅, ESCALA 1:100.000, ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 30.
PERFILES CROMATOGRÁFICOS DE LAS LÍNEAS DE
MUESTREO, ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 31.
MAPA DE ÁREAS DE INTERÉS, ESCALA 1:100.000,
ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 32.
ÁREAS DE INTERÉS SOBRE EL MAPA GEOLÓGICO
DEL ÁREA DE ESTUDIO, ESCALA 1:100.000,
ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO DIGITAL 33.
ESTIMACIÓN DEL TIPO DE FLUIDO A PARTIR DE LAS
RELACIONES DE HARWORTH *ET AL.* (1985), ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO DIGITAL 34.
POSIBLE TIPO DE FLUIDO ESPERADO PARA
EL ÁREA SAN JUAN



Libertad y Orden



Estudio Geoquímico de Superficie, Áreas Soápaga y San Juan

ANEXO 35.
MAPA DE METANO CON RESULTADOS
DE ISÓTOPOS, ESCALA 1: 100.000, ÁREA SAN JUAN