

## Contribución al conocimiento Geoquímico-Petroológico Genético de rocas e hidrocarburos en la zona de influencia del pozo Tibú 469C (Cuenca del Catatumbo)

ANTONIO VICENTE RANGEL O.  
Químico

LUIS FRANCISCO MEDINA V.  
Geólogo

### RESUMEN

Con base en la evaluación de una serie de parámetros geoquímicos y petrológicos, tales como: materia orgánica, carbono total, m carbono orgánico, gradiente de temperatura (ajustado por espesor del sial, lejanía del manto e implicaciones), temperaturas, gradiente de presión, presiones, materias volátiles puras (libres de humedad y cenizas), reflectancia de la vitrinita, alteración termal (coloración de esporas/STAPLIN), madurez, macerales/kerógenos, etc., de acuerdo con investigaciones y correlaciones programadas y parcialmente realizadas por el Geólogo Luis F. Medina V. y el Químico Antonio Vicente Rangel Ordóñez, se preparó una tabla de resultados analíticos y estimados matemáticamente, complementada con las explicaciones del caso, especialmente relacionadas con problemas de generación y/o niveles carbonosos más o menos bituminosos.

Es posible que estemos en frente de kerógenos herbáceos (exiníticos) y leñosos (vitriniticos), correspondientes a los grupos II y III, susceptibles de producir hidrocarburos parafínico-nafténico-aromáticos, más o menos complejos.

La presencia de kerógenos de bajo rango, coexistiendo con hidrocarburos, además de haberse encontrado que a los cuatrocientos cincuenta y tres pies podría iniciarse una ventana de generación, permite pensar en un carácter alóctono (acumulador) para unos y autóctono (generador) para otros, dentro de la misma unidad litológica.

Más interesante aún es el hecho de que los resultados reales no coinciden con los correspondientes a los patrones universales, según los cuales gran parte de lo hallado sería poco menos que imposible, entre otras razones, por cuanto suponen baja madurez y naturaleza petrográfico-físico-química inconveniente.

## INTRODUCCION

Hemos querido aprovechar la oportunidad obligatoria de atender la rutina científica para los Pozos Tibú (Cuenca del Catatumbo) y más específicamente la correspondiente al Pozo 469-C, con el propósito de amarrar una serie de variables procedentes de diferentes disciplinas geológicas, básicamente relacionadas con la Petrología, la Geoquímica y la Bioestratigrafía y hacer un análisis integral relativamente rápido, pero especialmente interesante si tenemos en cuenta sus posibilidades de correlación y de aplicación en zonas, tanto conocidas, como desconocidas.

En términos generales, la idea original fue la de intentar una investigación enmarcada en la necesidad de diferenciar, cualificar y cuantificar el máximo posible de parámetros geo-físico-químicos internos o extensivos (entropía, volumen, concentraciones, densidades, gravedades específicas, etc.) y externos o intensivos (temperaturas, presiones, potenciales químicos, etc.), en alguna manera relacionados con otros, tan abstractos, como importantes, tales como el tiempo y la profundidad, etc.

### 1. METODOLOGIA

Con el fin de concentrar la idea y lograr el propósito de producir la presente comunicación, nos limitamos a registrar y a clasificar de manera tabulada los diferentes resultados para, sobre tales bases, proceder a su estudio comparativo y al desarrollo del tema en general.

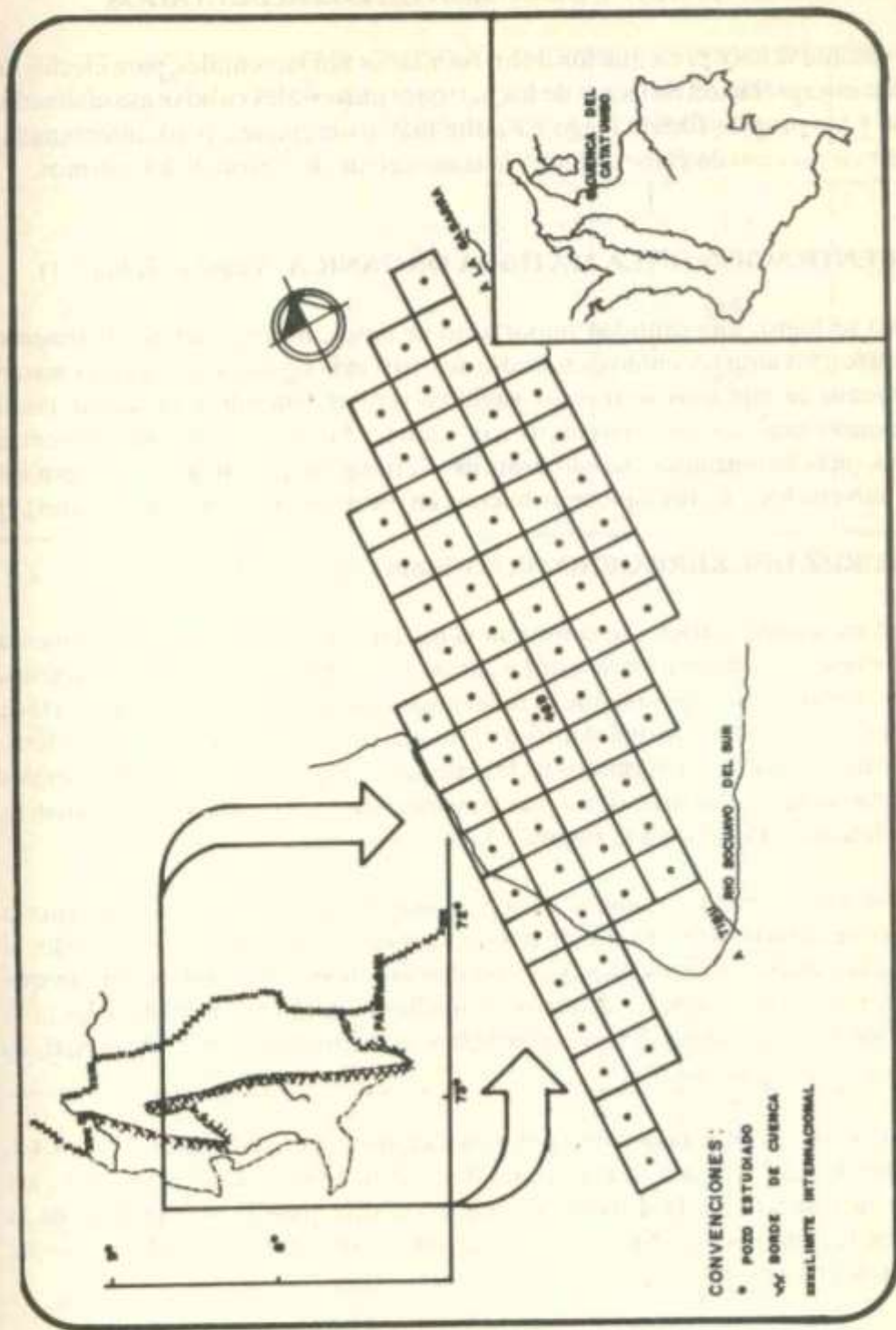
Entre los parámetros fundamentales considerados están los relacionados con los contenidos de carbono, los poderes reflectores de la vitrinita, la composición de los macrógenos, la maceralogía, etc., en frente de los efectos debido a las influencias de los factores externos o intensivos ya mencionados y entre los resultados obtenidos las conclusiones derivadas y tocantes con los niveles de madurez, rango, posibilidades genéticas (ventanas de generación), potencial de producción, calidades y cantidades, etc.

En cuanto a la operación para registros de datos en el laboratorio, fue adelantada directa e indirectamente, pero siempre de acuerdo con nuestros propios modelos tecnológicos. (Véanse las tablas y figuras correspondientes).

### 2. LOCALIZACION

El Pozo Tibú 469-C está localizado en la Cuenca del Catatumbo, según lo indica la Figura 2.1.





LOCALIZACION GEOGRAFICA DEL POZO TIBU 469 C. MODIFICADO DE GARZON Y MEDINA (1.988)

FIG. 2.1.

### 3. PRESENTACION Y DISCUSION DE LOS RESULTADOS

Muy brevemente se hace presentación de los resultados fundamentales, para efectos de una posible interpretación en frente de los patrones universales (sólo ocasionalmente acertados) y los propios (desde luego bastante más aconsejables, pero, infortunadamente, aún en proceso de elaboración) y la consecuente discusión de los mismos.

#### 3.1 CONCENTRACION DE LA MATERIA ORGANICA (Véase la Tabla 3.1)

Aunque no se logro, una cantidad importante de datos, ni unos valores realmente espectaculares, los aquí obtenidos, en medio de otros más significativos y en el marco de un conjunto de hipótesis de trabajo, sugieren posibilidades de generación, tanto mejores cuanto mayores sus contenidos y el caracter bituminoso de sus elementos carbonosos (más importantes cuando exinitico-liptiníticos que vitriníticos según los patrones universales, en tanto que muy buenos en unos y/u otro según los locales).kj

#### 3.7 MADUREZ DEL KEROGENO (Ver la Tabla 3.2)

Aunque no en sentido estricto, se considera la madurez térmica como un parámetro susceptible de ser medido en términos de las gamas de coloración de la materia orgánica (Índice de coloración de esporas) y de la reflectancia media de la vitrinita no afectada mecánicamente (sin extinción ondulatoria) y la madurez mecánica como un parámetro susceptible de ser medido en términos de la reflectancia de la vitrinita para macerales con extinción ondulatoria (investigaciones mayoritariamente inéditas de L.F. Medina V. y parcialmente reflejadas en la Figura 3.3.3.1).

El estudio de estas variables, como el de la gran mayoría de ellas, se hizo con criterio estadístico y se determinó una serie de parámetros tales como la media, el modo, la desviación, la varianza y otros más, para finalmente, llegar a la conclusión de que estamos en presencia de niveles diversos de madurez, relativamente bajos hacia la superficie, medios hacia los 2.200 pies y bastgante más altos hacia los 3.300 pies, (L.F. Medina V. 1988 y Figura 3.3.3).

Algunos de los datos estadísticos correspondientes aparecen en las Figuras 3.4.1 a 3.4.4, en tanto que los de correlación más general e integración en la Figura 3.3.3., los primeros con respecto de la distribución de frecuencia para la reflectancia de la vitrinita, los segundos en lo tocante con una interesante gama de indicadores de especial interés prospectivo.

La distribución de las medidas obtenidas para la reflectancia de la vitrinita sugiere una tendencia al exceso de valores altos (asimetría positiva o izquierda), lo cual, en cierto modo, nos permite ser optimistas, en el sentido de que cabría esperar mejoramiento de los niveles de madurez. Los valores más frecuentes (modos), en sí mismos y comparados con las medias, indican niveles bajos de madurez si comparados con los patrones



Nº DE MUESTRA	PROFUNDID. PIES	LITOLOGIA	CARBONO TOTAL %	CARBONO ORGANICO %
1	594' 3"	ARENISCA CON ABUNDANTES LENTES DE CARBON.	31.23	31.01
2	625'	ARCILLOLITA	1.09	0.94
3	632' 8"	LIMOLITA	0.70	0.46
4	638' 1"	LIMOLITA	0.99	0.85

TABLA 3.1. CONCENTRACION DE MATERIA ORGANICA.

Nº DE MUESTRA	REFLECTANCIA MEDIA DE LA VITRINITA	INDICE DE COLORACION DE ESPORAS	PRESION PSI / PIE	TEMPERATURA (°F)
1	0.35	2	272	184
2	0.47	2	286	188
3	0.48	2	289	190
4	0.43	2	291	191

TABLA 3.2. MADUREZ LITERAL DEL KEROGENO.

Nº DE MUESTRA	AMORFOS	HERBACEOS	LEÑOSOS	CARBONOSOS
1	10	5	80	5
2				
3	25	15	55	5
4	10	35	50	5

**TABLA 3.3.** RESULTADOS DEL ANALISIS PETROGRAFICO DEL KEROGENC.

Nº DE MUESTRA	EXINITICOS	VITRINITICOS	INERTINITICOS
1	5	92.5	2.7
2			
3	6	84.8	9.1
4	1.	0.7	7.7

TABLA 3.4 . RESULTADOS DEL ANALISIS PETROGRAFICO DE MINERALES.

TIPO DE MATERIA ORGANICA  
 POR ANALISIS VISUAL DEL KEROGENO  
 TIBU 469 C

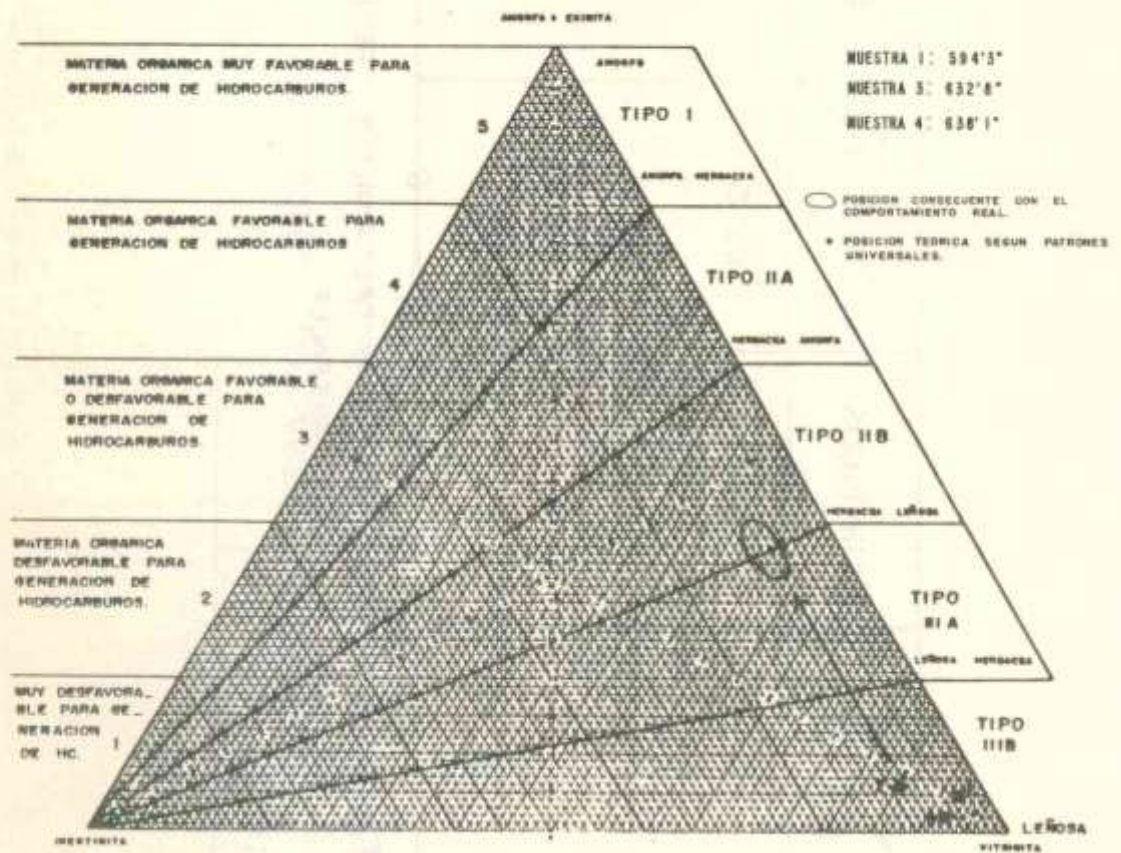


FIGURA 3.3.1



○ POSICION CONSECUENTE CON EL COMPORTAMIENTO REAL.

\* POSICION TEORICA SEGUN PATRONES UNIVERSALES

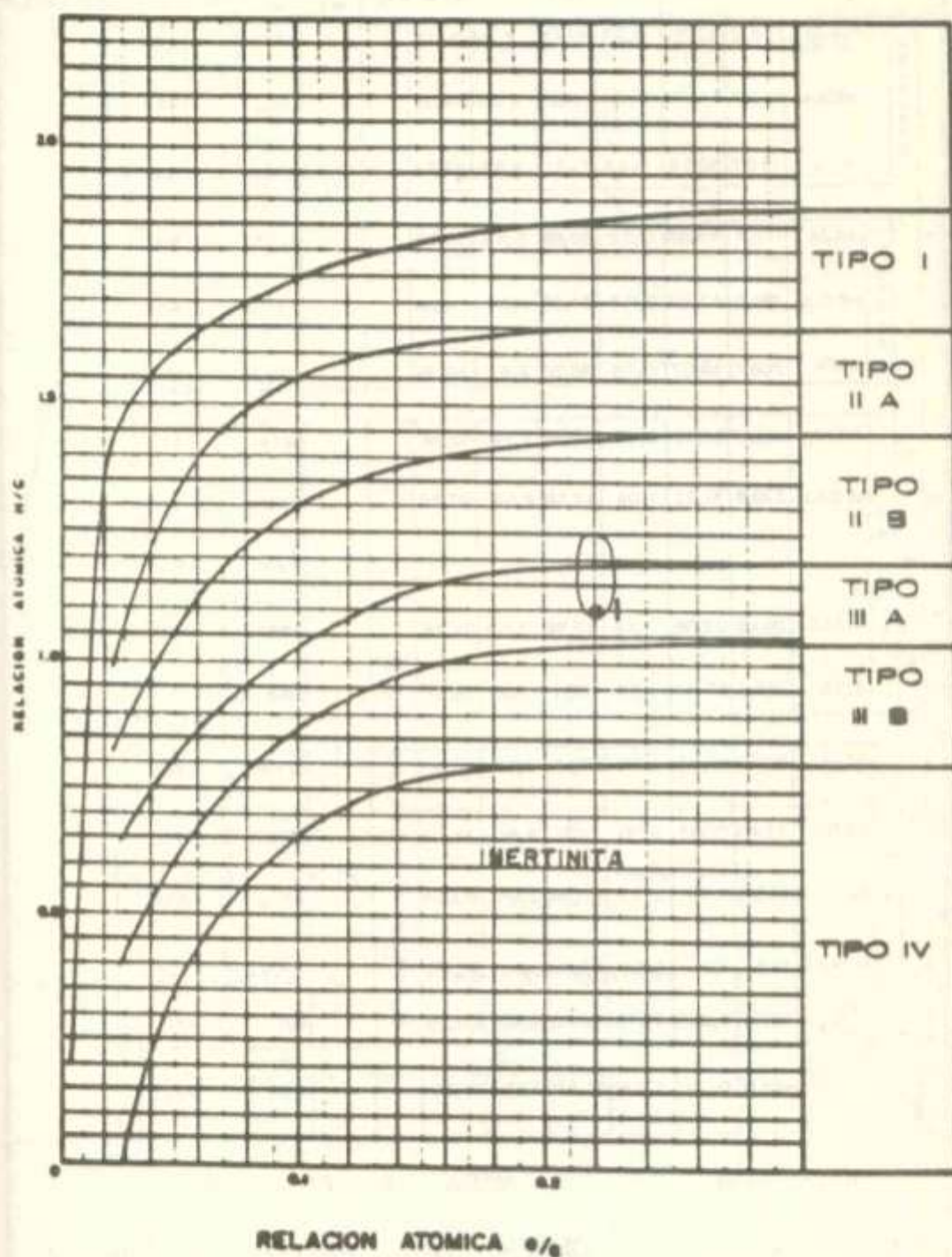


FIGURA 3.3.2

RANGO	TPF	MVP	RV	MAD. MEC	TAISC	MAD. TER	GTP	ALTSLSNM		SPR	PRP. SIFT	VENTANA DE GENERACION
								MT	FT			
DIAGENESIS	BAJA	123,2	62,51	0,25	20,13	2,04	20,13		570		262	
	MEDIA	145,3	54,69	0,36	24,87	2,23	24,87		862		389	
	ALTA	158,2	50,79	0,43	27,75	2,33	27,75		1032		462	
E	BAJA	171,9	46,88	0,52	30,89	2,44	30,89		1213		541	
	MEDIA	186,8	42,97	0,63	34,38	2,55	34,38		1409		625	
	ALTA	203,0	39,07	0,75	38,26	2,67	38,26		1623		718	
O	BAJA	220,7	35,16	0,91	42,58	2,79	42,58		1856		820	
	M. BAJA	239,8	31,25	1,09	47,39	2,92	47,39		2108		929	
									2243		944	
	M. ALTA	260,6	27,35	1,32	52,74	3,06	52,74		2383		1047	
	ALTA	283,2	23,44	1,59	58,71	3,20	58,71	1,253	2681	570	1177	
C A A Y O	BAJA	307,8	19,53	1,91	65,35	3,35	65,35		3006		1317	
	MEDIA	334,5	15,63	2,30	72,71	3,50	72,71		3358		1470	
	ALTA	363,6	11,72	2,77	80,94	3,66	80,94		3742		1636	
	M. ALTA	395,1	7,81	3,34	90,09	3,83	90,09		4157		1817	
	EXC. ALTA	429,4	3,91	4,02	100,25	4,00	100,25	0,07578947 = (175-80) /	4610	0,4334 = (261,738-14,7) /	2013	
META		466,6	0,00	4,84	111,58	4,19	111,58		5101		2225	

ALTSLSNMFT: 570

MTRA: TIBU PROMEDIO

FIGURA 3.3.3. TOMADO DEL PROYECTO TIBU / LFMV / MAG

IDENTIFICACION: TIBU 469 C  
594' 3"

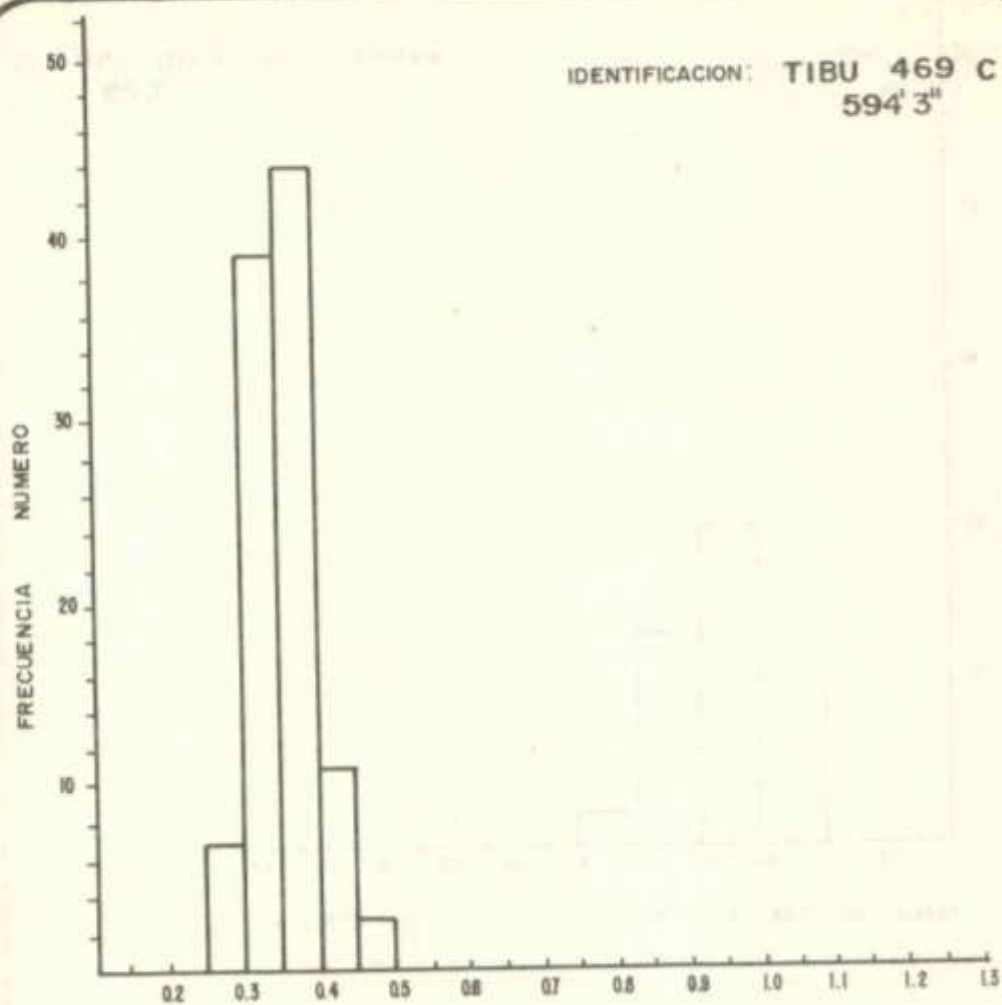


TABLA DE FRECUENCIAS

ESTADISTICA

LIMITE INFERIOR	FRECUENCIA (%)	NUMERO DE OBSERVACIONES	n =	104
0.20	6.73	REFLECTANCIA MEDIA PROMEDIO	Rr =	0.35
0.30	79.31	VARIANZA	=	$1.58 \times 10^{-3}$
0.40	13.46	DESVIACION ESTANDAR	=	0.0398
0.50		COEFICIENTE DE VARIACION	=	11.34
0.60				

FIGURA 3.4.1



IDENTIFICACION: TIBU 469 C  
625'

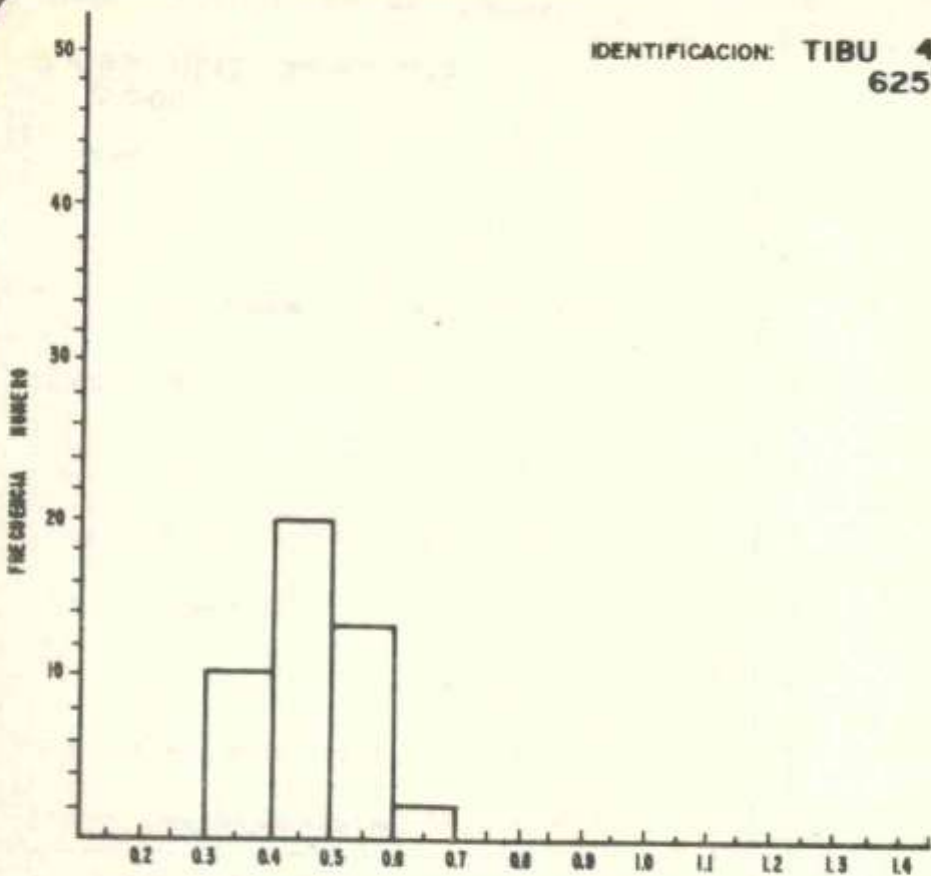


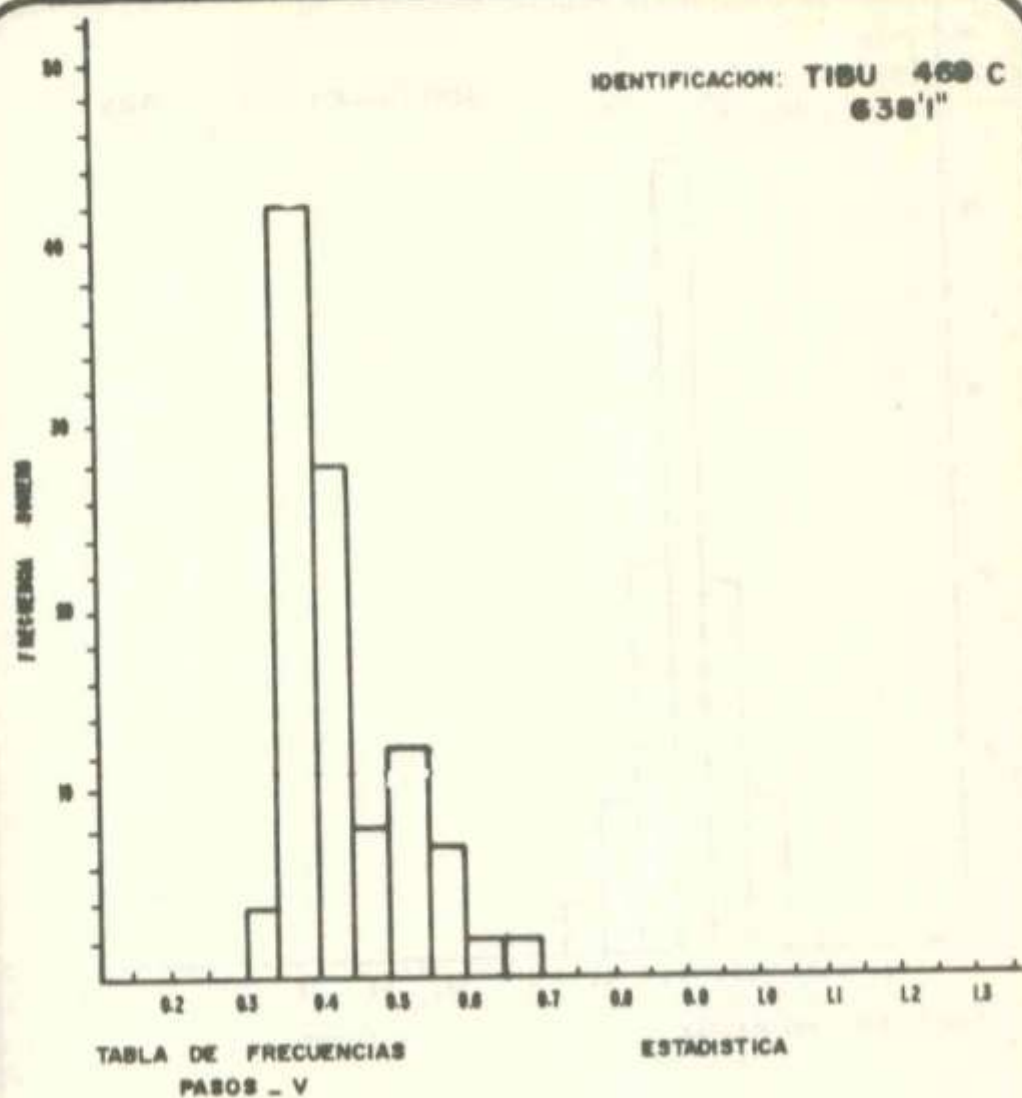
TABLA DE FRECUENCIAS

ESTADISTICA

LIMITE INFERIOR	FRECUENCIA (%)	NUMERO DE OBSERVACIONES	n =	43
0.20		REFLECTANZA MEDIA PROMEDIO	Rr =	0.47
0.30	22	VARIANZA	=	0.0064
0.40	44	DESVIACION ESTANDAR	=	0.08
0.50	29	COEFICIENTE DE VARIACION	=	17.24
0.60	4			

FIGURA. 3.4.2

IDENTIFICACION: TIBU 469 C  
638'1"



LIMITE INFERIOR	FRECUENCIA (%)	NUMERO DE OBSERVACIONES	n =	105
0.20		REFLECTANCIA MEDIA PROMEDIO	Rr =	0.43
0.30	43.81	VARIANZA	=	$5.88 \times 10^{-3}$
0.40	34.24	DESVIACION ESTANDAR	=	0.0767
0.50	18.10	COEFICIENTE DE VARIACION	=	17.84
0.60	3.81			

FIGURA 3.4.3

IDENTIFICACION: TIBU 469 C  
632'8"

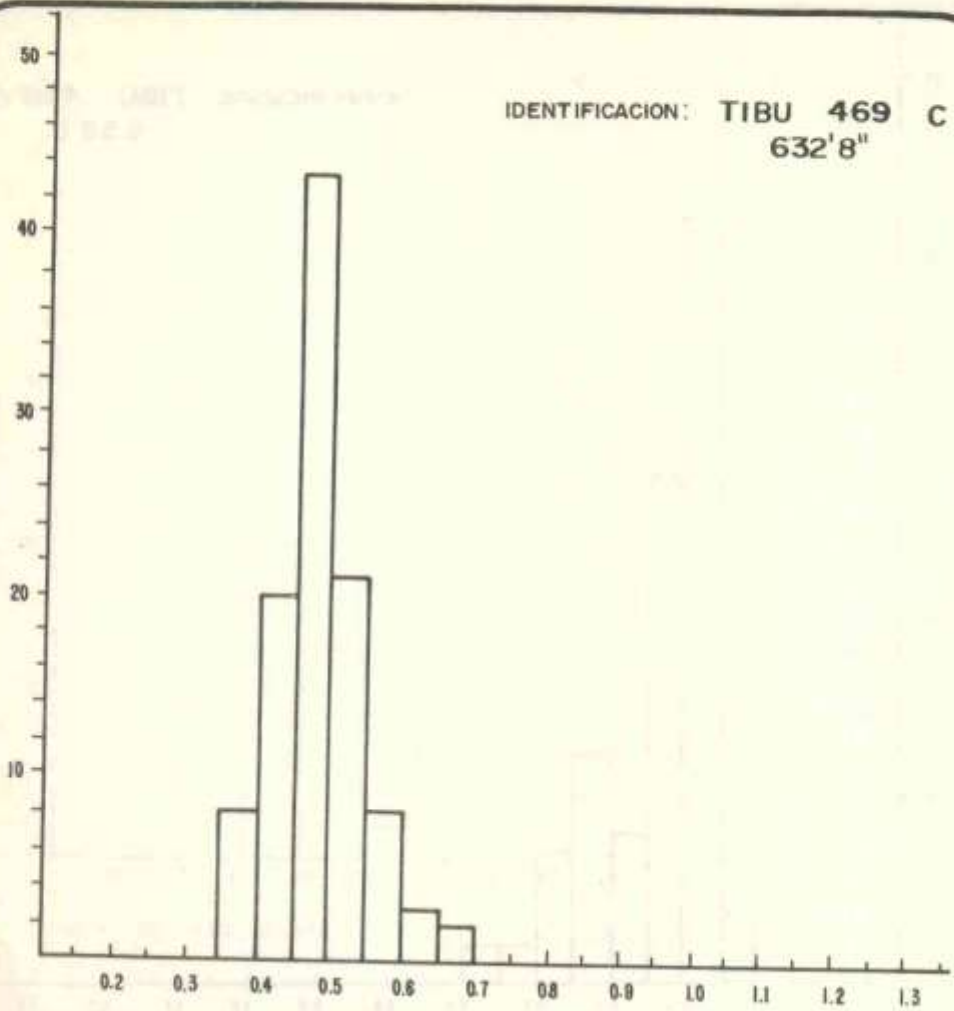


TABLA DE FRECUENCIAS

ESTADISTICA

LIMITE INFERIOR	FRECUENCIA (%)	NUNERO DE OBSERVACIONES	n =
0.20		REFLECTANCIA MEDIA PROMEDIO	Rr= 0.48
0.30	7.62	VARIANZA	= 0.0036
0.40	60.00	DESVIACION ESTANDAR	= 0.06
0.50	27.62	COEFICIENTE DE VARIACION	= 12.94
0.60	4.76		

FIGURA 3.4.4



universales, pero aceptables si comparados con nuestras tendencias locales y con la aparente presentación real de la materia orgánica de nuestros puntos anómalos positivos, lo mismo que una tendencia unimodal, excepción hecha de casos aislados de tipo bimodal, pero con desviaciones y varianzas tan bajas que favorecen el predominio de lo primero y, consecuentemente, el que nos inclinemos a creer en la existencia, tanto de una fuente genética (?) como de un grado de maduración únicos.

Es interesante hacer énfasis en el hecho de que nuestros valores no sean tan buenos de cara a los patrones universales, en tanto que si en frente de los nuestros y que, mientras según aquellos, son los macerales alginítico-exinitico-liptiniticos (amorfoherbáceo-pirogenéticos) los principales responsables de la generación, en nuestro caso lo sean también los vitriniticos (húmico-leñoso-hilogenéticos). (Compárense las figuras 3.3.1, 3.3.2 y 3.3.3, con las correspondientes de otros autores).

### 3.3 CALIDAD DE LA MATERIA ORGANICA

(Véase las Tablas 3.3 y 3.4 y las Figuras 3.3.1, 3.3.2 y 3.3.3)

Es obvio que, en orden de importancia (contenido proporcional o relativo), tenemos kerógenos leñosos, amorfos, herbáceos y carbonosos, lo mismo que macerales vitriniticos, exinitico-liptinitico-alginíticos (sapropel) e inertiniticos, por lo demás ricos en componentes aromáticos, resinosos, parafínicos y cicloparafínicos (nafténicos), etc., de diversos tipos, según lo indican los resultados de nuestros estudios petrológico-geoquímicos y complementarios, así como es obvia la incompatibilidad entre dicha existencia y los patrones universales, tal y como puede comprobarse si comparamos la posición de los valores planteados consecuentes con el comportamiento real y la de los valores planteados de acuerdo a la metodología universal (Figura 3.3.1, 3.3.2 y 3.3.3).

En consecuencia la materia orgánica contenida en las secuencias terciarias (eoceno a mioceno) del área que nos ocupa, incluida la de los carbones asociados, parece que, tras de reunir todas las características necesarias para generar hidrocarburos, evolucionó favorablemente en medio de unas condiciones ambientales transicionales, pero con un especialmente importante aporte continental, poco común en las partes del mundo en donde fueron establecidos los patrones universales y en el marco de relaciones e implicaciones un tanto diferentes, que no es el momento de entrar a discutir, pero que deberá ser motivo de estudio profundo y cuidadoso por parte de todos cuantos estamos interesados en mejorar nuestra tecnología al respecto y llegar a una verdad que muchos aseguran conocer, pero que en realidad se ignora.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Dadas las circunstancias, es necesario tener en cuenta que la zona de estudio está en una cuenca (hipótesis de trabajo de L.F. Medina V., 1985-1988), transicional, interesante para la exploración de hidrocarburos desde casi la superficie (500 pies en este caso particular) hasta los 24.000 pies, miogeosinclinal, post-inversión orogénica.



ca, con basamento atlántico desde el precámbrico medianamente viejo (2.500 < arqueozóico tardío < 3.000 m.a.?), marginal interna, de cobertura sedimentaria en proceso de evolución desde el precámbrico, con discontinuidades antes del cámbrico, antes del devónico, antes del triásico, antes del cretácico inferior, en el cretácico medio, en el cretácico superior y en diferentes lugares y momentos geológicos a partir de entonces, algunas veces con carácter discordante (inversiones orogénicas) y otras simplemente disconforme (inversiones sedimentológicas). Parece tratarse de una cuenca con problemas híbridos de generación autóctona y aloctona e intereses prospectivo para hidrocarburos en diversos puntos del meso y cenozoico (entre los 500 y los - 24.000 pies aproximadamente), de acuerdo con un rango entre diagenético, meso y epocatagénico y la madurez correspondiente, con un 55% de probabilidades de generación para gases secos/húmedos, aceites diversos, condensados (zonas de sobrepresión) y oxidados (asfaltos, etc.), según la profundidad y la localidad. (L.F. Medina V. 1988).

- Es posible que tanto los micro y macrofacies arcillosas con un contenido aceptable de materia orgánica carbonosobituminosa como la de los carbones asociados, de cualquier edad, sean igualmente interesantes desde el punto de vista exploratorio-prospectivo y que, en consecuencia, su estudio como posibles fuentes de generación sea un propósito común de todos cuantos estamos interesados en encontrar respuestas reales al problema.
- Los componentes geofisicoquímicos, valga decir, químicos, físicos, geoquímicos y petrográficos (parafínicos, cicloparafínicos o nafténicos, aromáticos e intermedios, lo mismo que los malténicos, asfalténicos, resisténicos e intermedios, lo mismo que los kerogenéticos (amorfos, alginítico-liptinítico-exiníticos, vitrinítico-huminíticos, inertiníticos e intermedios), lo mismo que los maceralográficos (liptinitas, exinitas, vitrinitas, inertinitas, etc.), parecen estar mezclados en toda clase de formas y proporciones susceptibles de generar hidrocarburos, pero diferentemente de lo que dicen los patrones universales, de tal manera que ya no son los de tipo básicamente marino especialmente ricos en alginítico-liptinítico-exiníticos, los casi exclusivamente importantes, sino también los vitriníticos.
- Aunque aún no estamos absolutamente seguros de tal aseveración, es posible que existan dos formas, a veces complementarias, de maduración: una más francamente mecánica y susceptible de ser identificada a partir de vitrinitas con extinción ondulatoria, y, otra más francamente térmica susceptible de ser identificada a partir de vitrinitas sin extinción ondulatoria o esporas y materiales equivalentes con cierto estado de conservación. (L.F., Medina V., 1974). De ser esto cierto, podría resultar muy peligroso seguir correlacionando la reflectancia de la vitrinita con la colaboración de esporas, si antes no se establece claramente y para cada caso, la ecuación correspondiente y sus implicaciones geológicas.
- Los límites gráficos de los diversos tipos de patrones universales, por tanto, habrán de ser ajustados de acuerdo con resultados como los que estamos obteniendo en el ICP

y no tan solo con respecto de los distintos tipos de constituyentes, sino también en lo que toca con los ambientes geológicos correspondientes.

- Es posible que la respuesta deba ser la de que, según los métodos de trabajo universales y nuestros propios aportes, tratemos de elaborar patrones particulares para cada cuenca, en el marco de las limitaciones y condicionamientos geológicos consiguientes, para mucho después y previo conocimiento de todo esto en diferentes lugares, entonces proceder a construir modelos susceptibles de ser aplicados con un carácter más universal.

#### ABSTRACT

This work reports on the evaluation of a set of geochemical and petrological parameters such as organic matter, total carbon, organic carbon, temperature gradient (adjusted for burial thickness and mantle distance), temperature, pressure gradient, pressure, vitrinite reflectance, thermal alteration (spore coloration), macerals/kerogens and elemental analysis.

Tables of analytical results and mathematical estimates were prepared, according with research and correlations designed and partially prepared by Luis Francisco Medina V. (Geologist) and Antonio V. Rangel O. (Chemist). These tables are complemented by explanation especially related to problems of generation and/or accumulation of hydrocarbons in sandstones associated with carbonaceous (more or less bituminous horizons).

It is probable that the kerogen of well Tibú 469 C are herbaceous (Exinitic) and woody (vitrinitic) corresponding to group II and III, tending to produce more or less complex aromatic-naphthenic-paraffinic hydrocarbons.

The presence of low rank kerogens co-existing with hydrocarbons, and the beginning on the window of hydrocarbons, and the beginning on the window of hydrocarbon generation at 453 feet, permits to speculate in allocthonous character for ones and others with an autocthonous character.

#### BIBLIOGRAFIA

1. BONILLA Heliodoro. Correlation of hydrocarbons in gilsonite, Tar sand, red wash crude oil and shales from the green river formation, Utah and Colorado. Tesis of Master of Science in Chemistry. Colorado School of Mines, 1974.
2. BONILLA, Heliodoro. Método de Extracción de Bitumen de Carbon para estudios de Geoquímica Orgánica. Informe Técnico Científico. INGEOMINAS, Bogotá, julio 1986.
3. BONILLA Heliodoro. Análisis Sara (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos para Petróleo y Bitumen de Rocas Sedimentarias. INGEOMINAS. Bogotá, septiembre 1987.



4. L.F. MEDINA, V. Introducción a la petrología tecnológica del carbón como medio para promover su utilización en Colombia. Primera Parte. Facultad de Ingeniería de Minas de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia UPTC. Sogamoso, Colombia, 1974.
5. L.F. MEDINA, V. Primer intento de clasificación tecnológica y comercial de los carbones colombianos. Quinto Congreso Nacional de Minería, Ibagué, Colombia. 1975.
6. L.F. MEDINA V. Conjunto de publicaciones sobre la investigación, el patronamiento y la evaluación (nacionalización de su empleo o como combustible, o como coquizables, o como susceptibles de ser destilados para producción de hidrocarburos, etc.), de los diferentes mantos de carbón de las diversas minas al servicio de Acerías Paz del Río S.A., 1975.
7. L.F. MEDINA, V. Sinopsis integral de investigaciones petrológicas y geoquímicas de carbones e hidrocarburos como contribución a los métodos y modelos de exploración y prospección. Acerías Paz del Río S.A. Facultad de Ingeniería de Minas de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia UPTC. Belencito, Sogamoso, Colombia, 1976.
8. L.F. MEDINA V. Breves escritos de presentación de los estudios sobre modelos petrológicos y geoquímicos de investigación para carbones aplicables a los hidrocarburos. Acerías Paz del Río S.A. Belencito, Bogotá, Colombia. Instituto Nacional del Carbón. España. Escuela Superior de Ingenieros de Minas. Madrid, España, 1976-1977.
9. L.F. MEDINA V. Conjunto de trabajos inéditos sobre petrología y geoquímica de hidrocarburos. Acerías Paz del Río S.A. Belencito, Bogotá, Colombia. Instituto Nacional del Carbón. Oviedo, España. Escuela Superior de Ingenieros de Minas. Madrid, España. Ecopetrol, Bogotá, Colombia, 1981.
10. L.F. MEDINA, V. Posibilidades de producción de hidrocarburos en los llanos (Meta-Apure), con base en un modelo geosísmico de pronóstico y clasificación. Ecopetrol, Bogotá, Colombia, 1984.
11. L.F. MEDINA, V. Posibilidades de producción de hidrocarburos en la Baja Guajira con base en un modelo geosísmico de pronóstico y clasificación. Ecopetrol, Bogotá, Colombia, 1985.
12. L.F. MEDINA V. Conjunto de trabajos inéditos, o en preparación, con relación a petrología y geoquímica de carbones e hidrocarburos colombianos. Ecopetrol e Instituto Colombiano del Petróleo. Bogotá, Bucaramanga, Colombia, 1979-1988.
13. MURKHOPADHYAY and Others. The relation between organic geochemical and petrological parameters of coal in Indian Coal Basins Energy Sources 4, No. 4, 313-3238, New York, 1979.
14. Robertson Research petroleum Geochemical Study. Llanos and Middle Magdalena Basins Colombia, 1986.
15. Teichmuller, M. Generation of Petroleum Like Substances in coal seams as seen the micros-

cope. Advances in organic Geochemistry. B. Tissot, F. Bienner 18-21 septembrer 1973  
Rueil. mal maison france Edition Technic.

16. Tissot. B.P. and WELTE, D.H. Petroleum Formation and Ocurrence, New York. Springer-  
Verlag 1978-1984.