

# DETERMINACION DE TAMAÑOS PARA POROS Y GARGANTAS POR METODOS GRAFICOS Y DE INYECCION DE MERCURIO

CLARA INES ESCOBAR  
INGENIERA GEOLOGA  
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO  
ECOPETROL

LUIS FRANCISCO MEDINA VALDERRAMA  
GEOLOGO JEFE DEPARTAMENTO EXPLORACION  
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO  
ECOPETROL

## RESUMEN

De acuerdo con un plan de investigación aplicada programado por el Geólogo Luis F. Medina V. y desarrollado por la Ingeniera Geóloga Clara Inés Escobar, se hizo un estudio micropetrográfico y estadístico de nueve (9) muestras procedentes del pozo Casabe 1045 (Formación Mugrosa / Magdalena Medio), con el propósito de cualificar y cuantificar el volumen poroso (poros y gargantas) y su contenido de minerales arcillosos, lo mismo que los efectos fisicoquímicos producidos por la interacción correspondiente entre ellos y los fluidos circulantes (disolución/re cristalización, movilización, variaciones de conductividad, floculación, hinchamiento, taponamiento, etc., e implicaciones en la permabilidad y producción de granos principalmente finos, etc.).

Paralelamente se hizo un estudio complementario para la determinación de los tamaños de los poros, por el método de inyección de mercurio, con el fin de compararlo con el anterior y determinar la conveniencia de su utilización (carácter complementario, o suplementario).

## INTRODUCCION

Concientes de la necesidad de un conocimiento más profundo con relación a las características de las rocas almacenadoras (reservorios), especialmente de aquellas que influyen de manera notable en la recuperación de los hidrocarburos, como son la porosidad, la permeabilidad y el material de relleno (arcilloso principalmente), se ha venido desarrollando una técnica programada por el Geólogo L.F. Medina V. mediante la cual, haciendo uso de la microscopía petrográfica convencional, es posible suministrar datos sobre la distribución en el tamaño en el tamaño de los Poros y las Gargantas, lo mismo que de sus relaciones. Igualmente es posible establecer el efecto que sobre la porosidad efectiva ejercen la presencia y la disposición del relleno.

Paralelamente, se hace un análisis cualificador y cuantificador del volumen poroso por el método de inyección de mercurio, con el propósito de compararlo con el anterior y de determinar la conveniencia de su utilización (carácter complementario o suplementario)

## METODOLOGIA

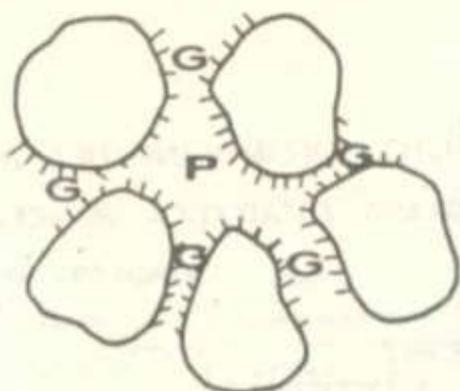
El estudio en cuestión fue realizado para nueve secciones delgadas de núcleos de perforación del Pozo Casabe 1045 (Formación Mugrosa), escogidas teniendo en cuenta que para las mismas profundidades existieran resultados procedentes de ensayos con inyección de mercurio. Los datos de dicho método fueron suministrados por el Departamento de Explotación del ICP y sus resultados aparecen en la Tabla 1.

Por razones de tiempo, nos limitaremos a exponer un ejemplo completo (Casabe 1045 Corazón 6 Intervalo 4059), y la totalidad de los resultados obtenidos. (Tablas 1 y 2).

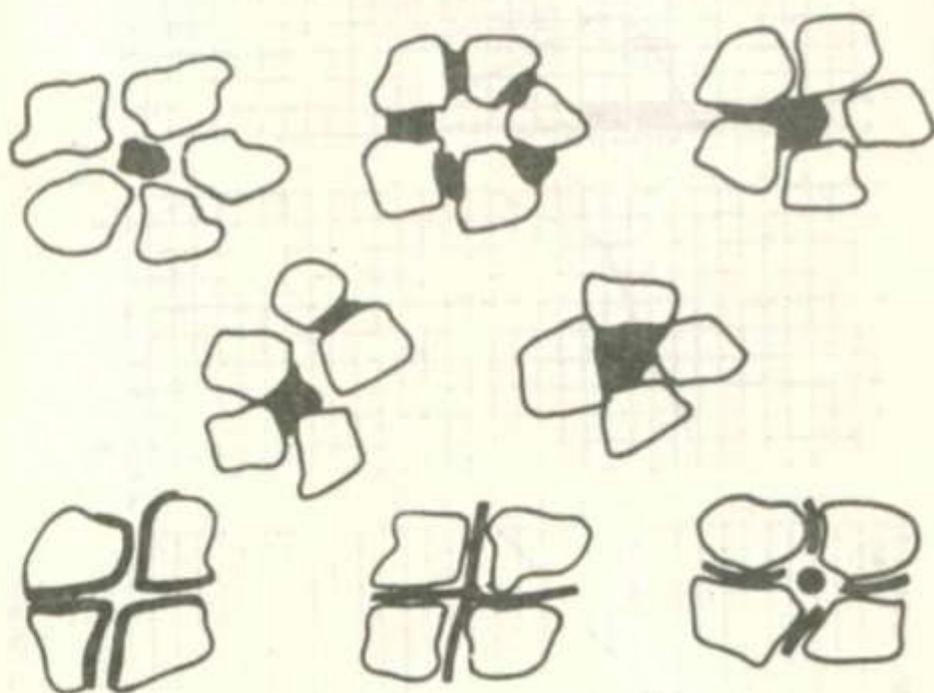
## METODO MICROPETROGRAFICO

En un microscopio polarizante se adelanta una medición sistemática estadística de poros y gargantas, determinando, de igual manera, la cantidad de material de relleno (principalmente arcilloso) y su disposición. (Figura 1).

Los datos obtenidos son tratados y representados estadística mente. A partir de las gráficas son determinadas las medidas de localización (Modo, Media y Mediana), de disposición (Desviación Típica y Varianza) y la selección de los tamaños. Para efectuar una comparación más efectiva y teniendo en cuenta que en el método de inyección de mercurio no es posible diferenciar poros de gargantas, es necesario integrar los datos micropetrográficos correspondientes en una sola gráfica. (Figura 4).



ILUSTRACION PORO GARGANTA



DIFERENTES DISPOSICIONES DEL RELLENO ENTRE LOS POROS Y LAS GARGANTAS

FIGURA I



INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO

MICROPETROGRAFIA ESTADISTICA DE POROS

compañía: ECOPETROL cuenca: MAGDALENA MEDIO  
 pozo: CASABE 1045 corazón No: 6 intervalo: 4059'

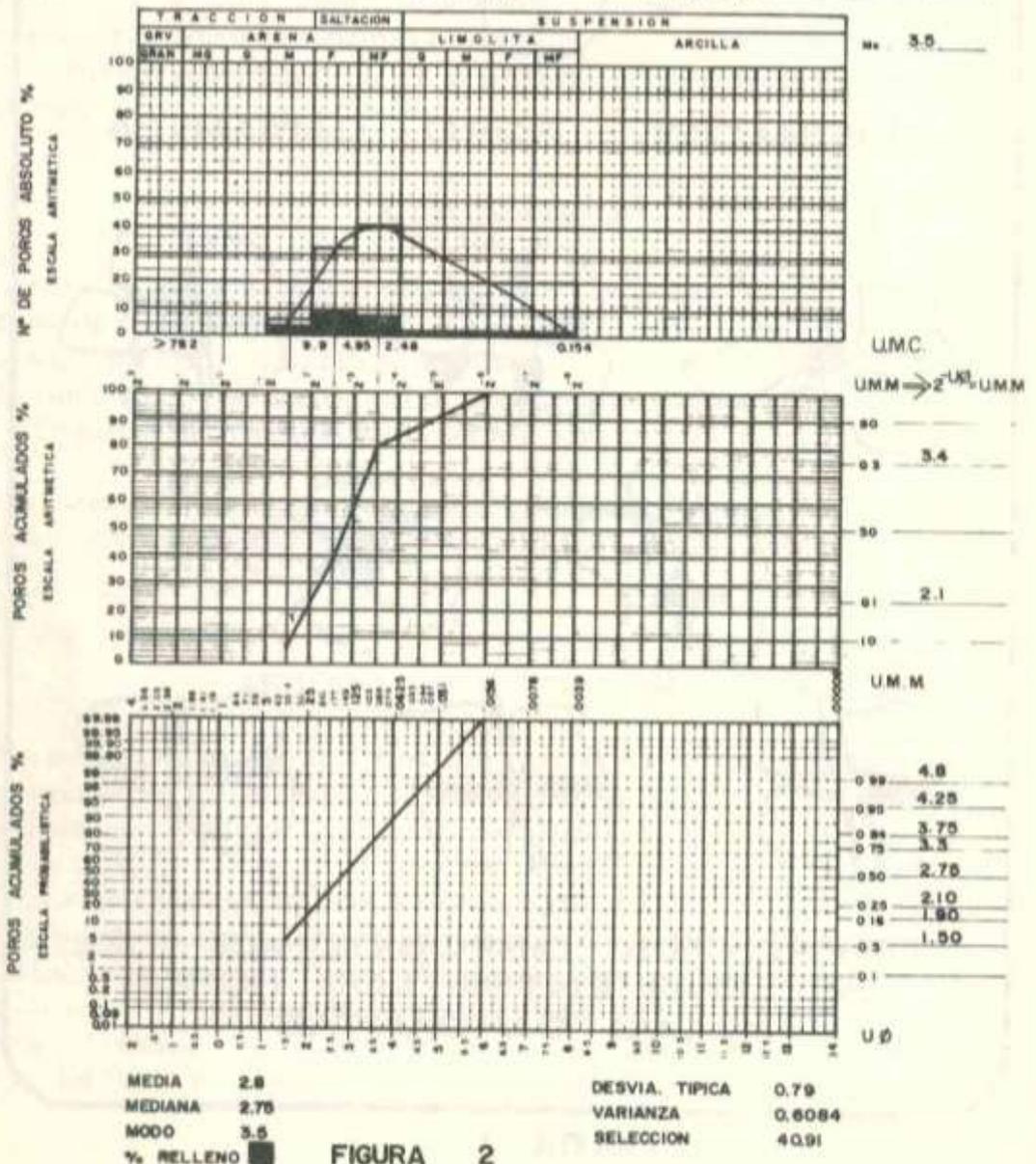


FIGURA 2



INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO

MICROPETROGRAFÍA ESTADÍSTICA DE GARGANTAS

compañía: ECOPETROL cuenca MAGDALENA MEDIO  
 pozo: CASABE 1045 corazón No. 6 intervalo 4059

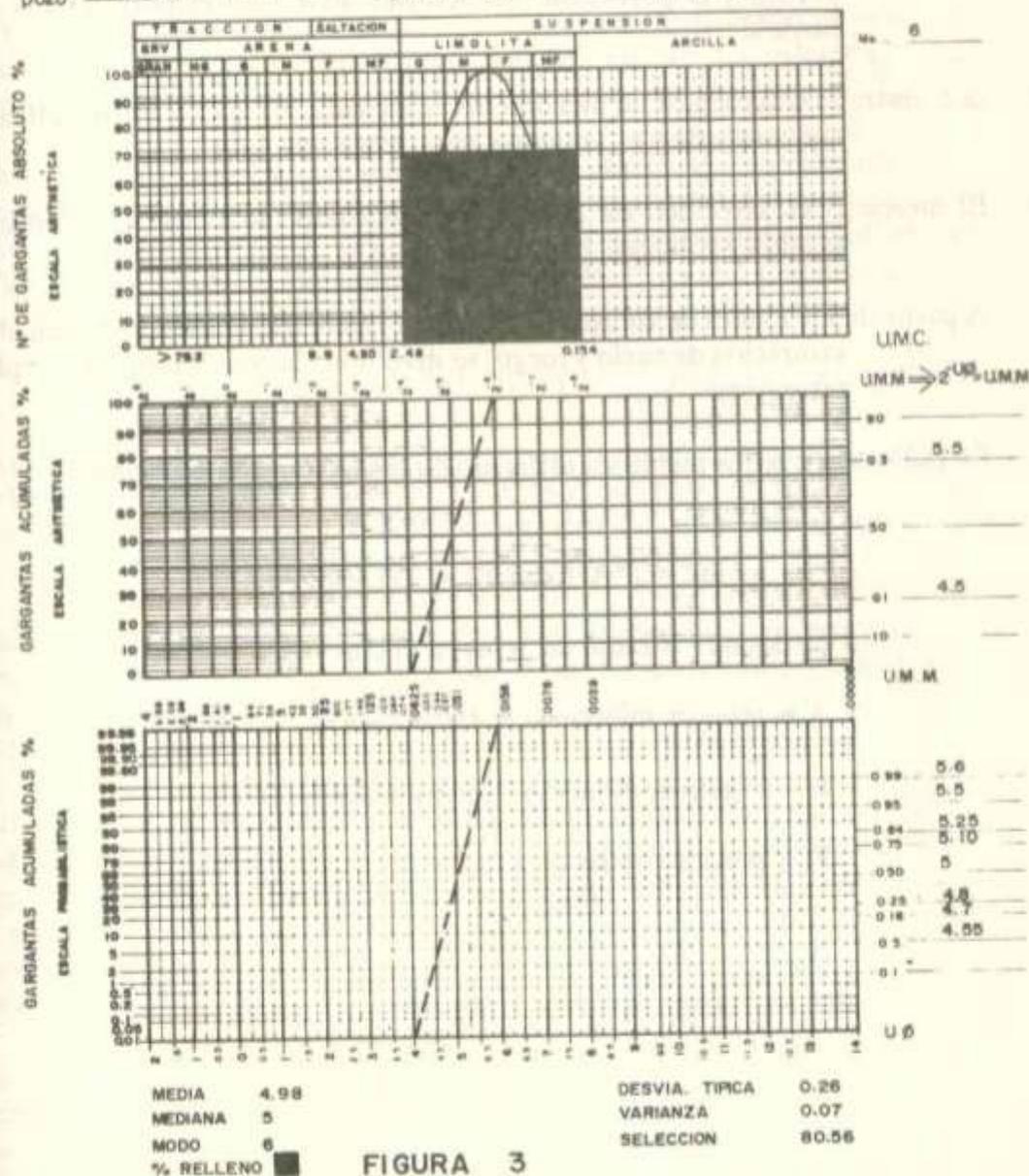


FIGURA 3

Véanse las Figuras 2 (Micropetrografía Estadística para Poros), 3 (Micropetrografía Estadística para Gargantas), 4 (Micropetrografía Estadística para Poros y Gargantas) y 5 (Método Estadístico con Inyección de Mercurio).

## METODO DE INYECCION DE MERCURIO

La determinación de la distribución en el tamaño de los poros constituye la más importante aplicación del porosímetro de inyección y su procedimiento es el siguiente:

- 1 - El volumen de la muestra limpia es medido con calibrador, en tanto que el volumen poroso y la porosidad son determinados con un porosímetro tipo Boyle's.
- 2 - La muestra es colocada en un picnómetro y evacuada. El picnómetro es llenado con mercurio y el volumen redeterminado.
- 3 - El mercurio es inyectado en la muestra, debiendo tabularse los valores de presión y volumen correspondientes.
- 4 - A partir de los totales de volumen poroso y de mercurio inyectado se calcula la saturación de vacío y luego se determina la relación presión capilar/saturación.
- 5 - El radio de los poros puede ser estimado de acuerdo con la ecuación.

$$r = 2 * A * \text{Cos} B / P_c = 735.3642 / P_c$$

en donde  $r$  = radio del poro en micras = ?

$A$  = tensión interfacial = 480 dynas/cm.

$B$  = ángulo de contacto mercurio/vacío = 140 G.

$P_c$  = presión capilar en KPa.

Para efectos de comprobación se utilizó la siguiente ecuación empírica (L.F. Medina V. 1988)

$$r = \text{Exp}((-1,01028433 * \text{Log } P_c) + 4,676211656)$$

en donde  $r$  = radio del poro en micras

$P_c$  = presión capilar en PSI.

Los radios encontrados para cada presión son llevados a diámetro y convertidos en unidades PHI para poder relacionarlos debidamente con los valores utilizados en Micropetrografía.

De acuerdo con el delta de drenaje se establece el porcentaje correspondiente a cada grupo granulométrico, lo que permite observar la variabilidad de la porosidad y el predominio de los tamaños. Los datos obtenidos son procesados estadísticamente y graficados, obteniéndose así las medidas de interés. (Figura 5 y Tabla 1).

### VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS DOS METODOS

Con el de Micropetrografía Convencional es posible cualificar los tamaños de los poros y de las gargantas independientemente, con un grado bastante aceptable de certeza, lo cual permite establecer las implicaciones que estas diferencias producen en la movilidad de los fluidos (geometría de poros y gargantas).

Este método, así mismo, permite determinar el porcentaje de relleno (calidad y cantidad de minerales arcillosos principalmente) y sus relaciones con las modificaciones de las porosidades efectivas, permeabilidades y consecuente movilidad de los fluidos.

Sólo de este modo ha sido posible conocer los problemas de interacción entre los fluidos naturales y artificiales circulantes, las paredes de los granos y minerales y los ya mencionados materiales de relleno (simplemente taponantes como algunas caolinitas e illitas, taponantes y floculantes como la mayoría de los filosilicatos complejos y taponantes, floculantes e hinchables, como algunos de estos últimos con carácter más especial, caso de las esmectitas y similares).

Con el sistema de inyección con mercurio sólo se pudo deducir la ventaja de su capacidad para moverse a través de los espacios más pequeños, incluidos los arcillosos, a partir de las gráficas, ya que es algo imposible de hacer por observación directa.

Las ventajas y desventajas puramente estadísticas aparecen resumidas en la Tabla 2.

# IOP INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO

## MICROPETROGRAFIA ESTADISTICA DE POROS\_GARGANTAS

compañía: ECOPETROL cuenca: MAGDALENA MEDIO  
 pozo: CASABE 1045 corazón No: 6 intervalo: 4059'

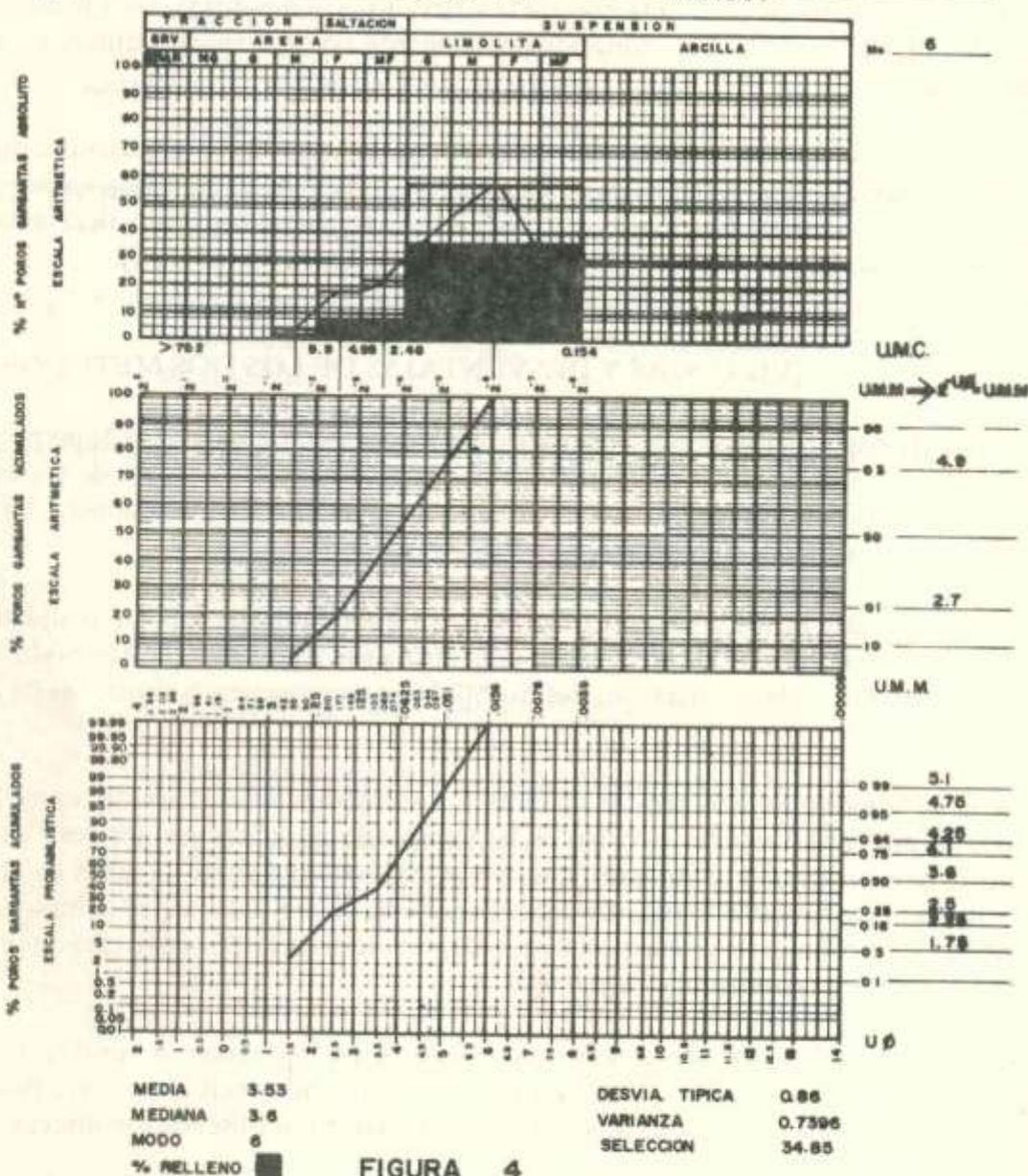


FIGURA 4



INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE PORO - GARGANTA POR INYECCIÓN DE MERCURIO

compañía ECOPETROL cuenca MAGDALENA MEDIO  
 pozo CASABE 1045 corazón No 6 intervalo 4059

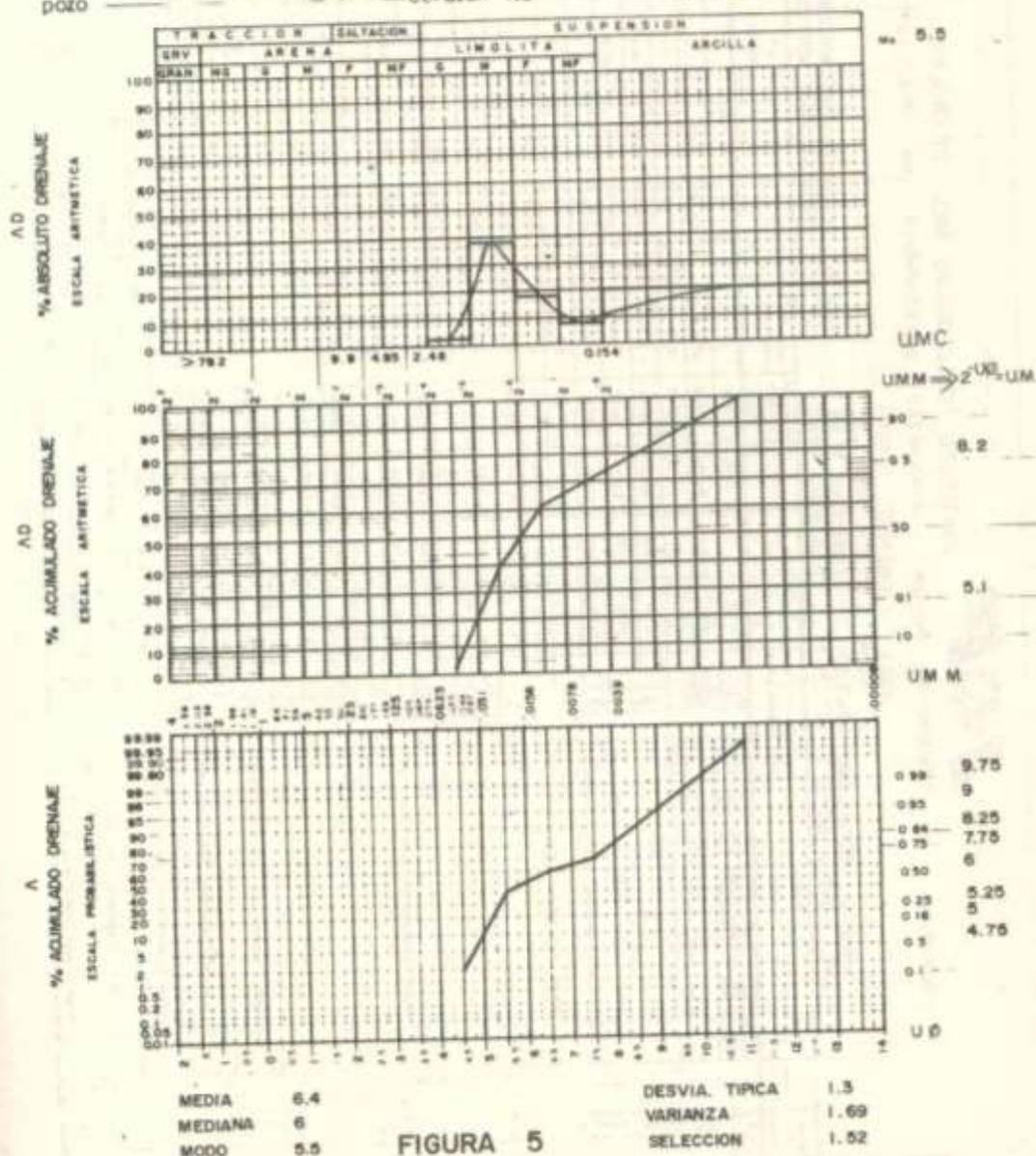


FIGURA 5



**INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO**  
**DISTRIBUCION DE TAMAÑO DE POROS - GARGANTAS DETERMINADA POR INYECCION DE MERCURIO**

POZO CASABE N° 1045  
 FECHA JUNIO / 88

MUESTRA PROFUNDIDAD 4059 ft POROSIDAD (LAB) 28.9 % PERMEABILIDAD HORIZONTAL ND  
 VOL. POROSO (BOYLE) 12.02 cc POROSIDAD (PET) 21 % PERMEABILIDAD VERTICAL ND

CLASE DE TAMAÑO	TAMÑO	MALLA	ILUMINACION	PARTO MEDIO	PHI #	PARTO MEDIO	CLASIF. SAMA. COCH	N°	RESION PH	LA RESION PH	RESION PH	RESION VOL. POROSO (BOYLE)	RADIO R. VERTICAL	DIAMETRO (in. u)	DIAMETRO (mm)	0.9 DEFALTE	A10 EMPA. MAXIMUM	A8 % ABSOLUTO	A8 % ACUMULADO
A	10	10	0.25 - 0.25	0.18	0.25 - 0.25	0.18	1	1	0.00	0.00	0.00	100.0							
	15	15	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	2	2	3.53	0.548	24.34	100.0	30.0	0.0800	4.05	0			
	20	20	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	3	3	6.00	0.778	41.37	97.96	17.56	0.0362	4.83	2.41	2.41	2.71	2.71
B	25	25	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	4	4	9.00	0.951	62.05	79.12	11.66	0.0332	5.42	18.47			
	30	30	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	5	5	12.00	1.079	82.74	65.31	8.72	0.01744	5.84	12.81			
	35	35	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	6	6	15.36	1.426	92.11	62.81	7.8	0.0156	6	3.5	34.78	38.17	41.88
	40	40	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	7	7	23.36	1.368	161.06	47.50	4.5	0.009	6.79	15.31			
	45	45	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	8	8	25.36	1.404	174.85	47.50	4	0.008	6.96	0			
C	50	50	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	9	9	27.36	1.437	168.64	46.26	3.8	0.0078	7	1.24	18.55	18.64	60.52
	55	55	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	10	10	29.36	1.468	202.43	45.17	3.5	0.007	7.15	1.09			
	60	60	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	11	11	32.36	1.510	223.12	43.93	3.2	0.0064	7.28	1.24			
	65	65	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	12	12	35.36	1.548	243.80	42.85	2.9	0.0058	7.43	1.08			
	70	70	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	13	13	37.36	1.572	257.59	42.18	2.8	0.0056	7.48	0.87			
	75	75	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	14	14	40.36	1.608	278.27	41.48	2.6	0.0052	7.58	1			
	80	80	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	15	15	43.36	1.637	298.98	40.45	2.4	0.0048	7.7	0.75			
	85	85	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	16	16	46.00	1.663	317.18	39.88	2.2	0.0044	7.82	0.75			
	90	90	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	17	17	50.00	1.699	344.76	38.52	2.1	0.0042	7.89	1.18	7.74	8.7	89.22
	95	95	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	18	18	60.00	1.778	413.89	36.88	1.7	0.0034	8.2	1.68			
D	100	100	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	19	19	80.00	1.954	620.33	32.70	1.1	0.0022	8.82	4.16			
	105	105	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	20	20	120.00	2.079	827.38	30.03	0.8	0.0018	9.11	2.87			
	110	110	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	21	21	210.00	2.322	1447.91	25.62	0.6	0.001	9.96	4.41			
	115	115	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	22	22	310.00	2.401	2137.39	22.98	0.3	0.0006	10.70	2.68			
	120	120	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	23	23	510.00	2.708	5516.33	20.22	0.2	0.0004	11.28	2.74			
E	125	125	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	24	24	1000.00	3.000	8828.80	17.87	0.1	0.0002	12.28	2.25			
	130	130	0.25 - 0.25	0.25	0.25 - 0.25	0.25	25	25	1700.00	3.230	11721.65	11.23	0.05	0.0001	13.28	0.74	37.28	30.74	99.96

TABLA I

# TABLA COMPARATIVA

MÉTODOS [ MICROPETROGRÁFICO  
INYECCIÓN DE MERCURIO<sup>x</sup>

PROFUNDIDAD	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (Md)	MEDIA (PHD)	MEDIANA (PHI)	MODO (PHI)	DESVIACION TÍPICA	VARIANZA	SELECCION
4059'	21 28,9 <sup>x</sup>	ND	3,53 6,4 <sup>x</sup>	3,6 6,0 <sup>x</sup>	6,0 5,5 <sup>x</sup>	0,86 1,3 <sup>x</sup>	0,73 1,69 <sup>x</sup>	34,85 1,5 <sup>x</sup>
4060'	20 33,2 <sup>x</sup>	1621	3,36 6,0 <sup>x</sup>	3,6 5,5 <sup>x</sup>	6,0 5,5 <sup>x</sup>	0,84 0,86 <sup>x</sup>	0,70 0,73 <sup>x</sup>	36,37 34,85 <sup>x</sup>
4077'	23 31,6 <sup>x</sup>	4577	2,98 5,61 <sup>x</sup>	3,25 4,8 <sup>x</sup>	6,0 4,5 <sup>x</sup>	0,98 1,39 <sup>x</sup>	0,96 1,93 <sup>x</sup>	25,76 -5,29 <sup>x</sup>
4086'	17 26,5 <sup>x</sup>	780	3,90 6,23 <sup>x</sup>	3,80 5,60 <sup>x</sup>	6,0 5,5 <sup>x</sup>	1,08 1,19 <sup>x</sup>	1,16 1,41 <sup>x</sup>	18,19 9,85 <sup>x</sup>
4087'	15 25,8 <sup>x</sup>	167	2,06 6,5 <sup>x</sup>	3,60 6,1 <sup>x</sup>	6,0 5,5 <sup>x</sup>	0,87 1,06 <sup>x</sup>	0,75 1,12 <sup>x</sup>	34,32 19,70 <sup>x</sup>
4089'	19 26,4 <sup>x</sup>	227	3,84 6,5 <sup>x</sup>	3,60 6,25 <sup>x</sup>	6,0 11,0 <sup>x</sup>	0,68 1,28 <sup>x</sup>	0,46 1,63 <sup>x</sup>	48,49 3,04 <sup>x</sup>
4090'	21 28,30 <sup>x</sup>	537	3,23 6,28 <sup>x</sup>	3,45 5,75 <sup>x</sup>	6,0 5,5 <sup>x</sup>	0,95 1,30 <sup>x</sup>	0,90 1,69 <sup>x</sup>	28,0 1,52 <sup>x</sup>
4203'	19 28 <sup>x</sup>	135	4,07 6,28 <sup>x</sup>	4,1 6,0 <sup>x</sup>	6,0 6,5 <sup>x</sup>	0,48 1,13 <sup>x</sup>	0,23 1,27 <sup>x</sup>	63,41 14,68 <sup>x</sup>
4206'	22 30,5 <sup>x</sup>	709	3,57 6,06 <sup>x</sup>	3,7 5,45 <sup>x</sup>	6,0 5,5 <sup>x</sup>	0,71 1,2 <sup>x</sup>	0,50 1,25 <sup>x</sup>	46,13 15,42 <sup>x</sup>

TABLA 2

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Todo parece indicar que el método micropetrográfico es mucho más ventajoso que el de inyección de mercurio, especialmente por cuanto permite al menos intentar la reconstrucción de los procesos en diferentes etapas de los mismos y evidenciarlos en las secciones delgadas.

El método de inyección de mercurio, aparte de permitir tan sólo conclusiones post-ensayo, sin posibilidad de evidenciación, suele emmascarar el comportamiento real al optimizar excesivamente los valores de la permeabilidad, como consecuencia de su facilidad para movilizarse en espacios de cualquier tamaño.

Este tipo de consideraciones es especialmente importante cuando se quiere pronosticar todo el complejo de problemas debidos a la interacción geo-físico-química entre las fases sólidas y fluidas naturales y/o artificiales de los sistemas rocosos almacenadores de hidrocarburos, tanto desde el punto de vista exploratorio, como del de desarrollo, y el de los distintos sistemas de recuperación post-primaria.

Para efectos prácticos y hasta tanto no se haya acumulado una mayor experiencia al respecto, podría resultar aconsejable aplicarlos de manera complementaria, pero siempre utilizando el micropetrográfico estadístico convencional y en ocasiones especial, como patrón de referencia y calificación.

## SUMMARY

In accordance with the applied investigation program designed by geologist Luis F. Medina V. and developed by engineer geologist Clara Ines Escobar, a micropetrographic statistical study of nine (9) samples which were collected at the Casabe 1045 well (Mugrosa Formation/middle Magdalena Valley) were made. The purpose of the study was to quantify and qualify the pore volume (pore and throats) and its clay mineral content, as the physical-chemical effects produced by the interaction between them and the circulating fluids (dissolution, recrystallization, mobilization, changes in conductivity, flocculation, swelling, clogging, etc., and implications in permeability and fine grain production).

A complementary study was carried out to determine pore size, employing the mercury injection method. The goal of this study was to compare its results with those obtained from the study mentioned before, and to determine which of them or a combination of both, could be the most effective.

## BIBLIOGRAFIA

Dadas las características de este trabajo y la precipitud con que fue necesario realizarlo, solo fue posible consultar información confidencial de ECOPETROL, del ICP y los apuntes personales del geólogo L.F. Medina V.

Además, fueron tenidos en cuenta algunos estudios de personal especializado de Petrocanada y otras empresas, infortunadamente en forma de fotocopias incompletas.