

# CÁLCULO DEL TIEMPO DE TRÁNSITO PROMEDIO DE LA MATRIZ PARA PREDECIR LA POROSIDAD EN FORMACIONES USANDO UN ESTUDIO ESTADÍSTICO MODERADO.

Ferney Mauricio Calderón Rincón, Andrés Camilo Rincón Chávez<sup>1</sup>, María del Pilar Marín Trujillo<sup>2</sup>, Zuly Himelda Calderón Carrillo<sup>3</sup>, Néstor Fernando Saavedra Trujillo<sup>4</sup>

## RESUMEN

Uno de los principales inconvenientes presentes en la industria de los hidrocarburos es la falta de información, para realizar un estudio detallado de las características propias del subsuelo, tal como lo es la velocidad de propagación sónica, útil para el cálculo de porosidades, propiedades geomecánicas de la roca (presión de poro, esfuerzo horizontal máximo), propiedades elásticas (módulos de Young, Poisson, Rigidez, Bulk, tipo de fluido almacenado), entre otras. En el presente artículo se propone el cálculo de tránsito promedio (registro sónico) de la matriz para predecir la porosidad en formaciones, a partir de las relaciones velocidad-porosidad de Wyllie, Raymer y Raymer-Hunt-Gardner<sup>1</sup>, y de la ecuación de porosidad-densidad de Gardner<sup>2</sup>, haciendo uso de los datos de registros disponibles en el pozo, y modelando los resultados obtenidos con los datos reales del pozo. El cálculo del tiempo de tránsito promedio para la matriz se obtiene a partir de dos procedimientos: un estudio estadístico moderado; y el tratamiento de la ecuación velocidad-porosidad de Raymer-Hunt-Gardner. El tiempo de tránsito promedio calculado para la matriz ha sido validado con un ejemplo de campo, usando distintos criterios de prueba como la extrapolación de información de un pozo a otro pozo del mismo campo; la aplicación y comparación de los datos sintéticos con respecto a los originales de pozo; el estudio detallado de la aplicabilidad de cada relación de acuerdo al tipo de información disponible, y finalmente la implementación del cálculo del tiempo de tránsito en la matriz como herramienta práctica y útil para generar registros de curvas de porosidad.

**Palabras clave:** Registros de Pozos, Tiempo de tránsito promedio, Relaciones Velocidad-Porosidad, Relaciones Densidad-Porosidad, Matriz de la Roca.

## ABSTRACT

One of the main problems present in the hydrocarbon industry is the lack of available information necessary to conduct a detailed study of the characteristics of the subsoil, as is the sonic propagation speed, useful for calculating porosity, rock's mechanics properties (pore pressure, maximum horizontal stress), elastic properties such as Young's modulus, Poisson, Rigidity, Bulk, type of fluid storage, among others. This paper proposes the calculation of average transit time (sonic log) of the matrix to predict formation porosity, from the velocity-porosity relations (Wyllie, Raymer and Raymer-Hunt-Gardner)<sup>1</sup>, and the Gardner's<sup>2</sup> equation porosity-density, using data from available records in the well, and modeling results with actual data from the well. The calculation of average transit time for the matrix is obtained from two procedures: A moderate statistical study moderate and the treatment of velocity-porosity Raymer-Hunt-Gardner equation. The calculated average transit time for the array has been validated with an example of field test using different criteria such as: the extrapolation and comparison of information from one well to another well in the same field, the application and comparison of synthetic data with respect to the original well, the detailed study of the applicability of each relationship according to the type of information available, and finally implementing the transit time calculation in the matrix as practical and useful tool to generate porosity curves logs.

**Keywords:** logs, average transit time, Velocity-Porosity Relations, Density-Porosity Relations, Rock Matrix.

1 Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Grupo de Investigación Estabilidad de Pozo GIEP. Bucaramanga, Colombia. E-mail: ferney.calderon@correouis.edu.co, andres.rincon1@correouis.edu.co

2 Geóloga. Corporación Natfrac. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, Colombia. E-mail: maria.marin@ecopetrol.com.co

3 Ph. D en Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E-mail: calderon@uis.edu.co

4 ECOPEL S.A. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, Colombia. E-mail: nestor.saavedra@ecopetrol.com.co

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera los registros de pozos son de gran utilidad y es por esto que se hace necesario conocer diferentes técnicas para obtenerlos, sustituirlos o crear nuevas alternativas de correlación entre los mismos. Si se tiene en cuenta que diariamente se presentan innovaciones en la aplicación de relaciones que sirven para optimizar cálculos, es indispensable probar los rangos de aplicabilidad que conlleve a la obtención de nuevos y mejores resultados.

Durante el análisis e interpretación de las distintas formaciones a partir de registros de pozos, es común utilizar parámetros preestablecidos para determinar algunas propiedades importantes de la formación, como la porosidad, el contenido de arcilla, entre otras. En el caso específico del cálculo de la porosidad a partir del registro sísmico, se usa un tiempo de tránsito promedio de la matriz estándar (tiempo promedio de tránsito del cuarzo), el cual de acuerdo a las características de la formación y a la subjetividad del intérprete puede ser variado, pero el no tener en cuenta ello, en muchas ocasiones afecta directamente la determinación adecuada de la porosidad de la formación.

Los ajustes efectuados por el intérprete al tiempo de tránsito promedio en la matriz, no tiene en cuenta ningún parámetro o rango que obedezca a las características y el tipo de formación que se trata, sino que dependen única y exclusivamente de la necesidad y conocimiento del intérprete para ajustar este valor, debido a la inexistencia de una caracterización de rango que tenga en cuenta estos parámetros y que permita al intérprete asumir el grado y tipo de ajuste a efectuar.

En el presente artículo se muestra cómo realizar el cálculo del tiempo de tránsito promedio de la matriz para estimar porosidad, con base en dos fuentes: un estudio estadístico moderado, que permite establecer rangos de tiempo en la matriz para formaciones de interés; y un tratamiento de la ecuación velocidad-porosidad de Raymer-Hunt-Gardner<sup>2</sup> para estimar una curva de tiempo de tránsito en la matriz usada para realizar el cálculo de la porosidad.

Esta forma del tiempo de tránsito contribuye a obtener mejores cálculos y rangos para cada tipo de formación y disminuir la subjetividad del intérprete.

## RELACIONES VELOCIDAD-POROSIDAD

### ECUACIÓN DE TIEMPO DE TRÁNSITO PROMEDIO DE WYLLIE

Evaluaciones de Wyllie<sup>1</sup> revelaron una relación relativamente simple entre la velocidad y la porosidad en rocas sedimentarias en los siguientes casos: (1) cuando las rocas tienen una mineralogía relativamente uniforme; (2) cuando están saturadas de un fluido y (3) cuando tienen una presión efectiva alta. Wyllie aproximó estas relaciones con la expresión:

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\phi}{V_{p-fl}} + \frac{1-\phi}{V_{p-o}} \quad (1)$$

Donde  $V_p$ ,  $V_{p-o}$  y  $V_{p-fl}$  son las velocidades de la onda P de las rocas saturadas, del material mineralógico que caracteriza la roca y del fluido de poro, respectivamente.

La interpretación de esta ecuación es que el tiempo de tránsito total es la suma del tiempo de tránsito en el mineral más el tiempo de tránsito en el fluido de poro. Por lo tanto es llamada la ecuación de tiempo de tránsito promedio.

Esta ecuación es generalmente usada para estimar las velocidades sísmicas esperadas de rocas con una mineralogía y fluido de poro dado, estimar la porosidad media de velocidad sísmica, conocer el tipo de roca y el contenido del fluido de poro, considerando que:

- La roca es isotrópica.
- La roca debe estar saturada de un fluido.
- Las presiones son del orden de 30 MPa, (con el fin de establecer una velocidad terminal).
- Las rocas son consolidadas y cementadas.
- La roca debe tener preferiblemente porosidad primaria, puesto que para porosidad secundaria hay una menor disminución en velocidad.
- La mineralogía es homogénea y sencilla.
- Se pueden ajustar las correlaciones.
- Las porosidades son intermedias.

Esto implica, que la ecuación de tiempo promedio de Wyllie puede ser extendida para estudiar mezclas mineralógicas con una velocidad promedio efectiva e implementar correlaciones para arcillosidad, compactación y porosidad secundaria.

## RELACIÓN DE RAYMER – HUNT – GARDNER (RHG).

Raymer<sup>1</sup> sugiere mejoras a las relaciones empíricas de Wyllie<sup>1</sup> de tiempo de tránsito así:

$$Vp = (1 - \phi)^2 V_o + \phi V_{fl} \quad \phi < 37\% \quad (2),$$

$$\frac{1}{\rho V^2} = \frac{\phi}{\rho_{fl} V_{fl}^2} + \frac{1 - \phi}{\rho_o V_o^2} \quad \phi > 47\% \quad (3)$$

Donde  $V$ ,  $V_{fl}$  y  $V_o$  son las velocidades en la roca, fluido de poro y en los minerales, respectivamente. Los términos  $\rho$ ,  $\rho_{fl}$  y  $\rho_o$  son las densidades de la roca, del fluido y de los minerales, respectivamente. Una tercera expresión para porosidades intermedias es derivada por RHG<sup>1</sup> como una simple interpolación entre los dos datos anteriores:

$$\frac{1}{V} = \frac{0,47 - \phi}{0,1V_{37}} + \frac{\phi - 0,37}{0,1V_{47}} \quad (4)$$

Donde  $V_{37}$  es calculada de la fórmula de baja porosidad a  $\phi = 37\%$  y  $V_{47}$  es calculada de la fórmula de alta porosidad a  $\phi = 47\%$ .

Debido a que estas ecuaciones son una modificación de la ecuación de Wyllie, son utilizadas para estimar las mismas relaciones de velocidad-porosidad, tomando en cuenta sus mismos parámetros de forma empírica.

## ECUACIONES EMPÍRICAS

### RELACIÓN DE GARDNER.

Hay ocasiones en las que un pozo sólo posee una curva RHOB (registro de densidad) y ninguna curva sínica. En casos como éste, se hace necesario recurrir a relaciones empíricas entre las ondas de velocidad compresional y la densidad para obtener un registro sínico. Una relación de este tipo fue propuesta por Gardner en 1974<sup>2</sup>, basada en observaciones de laboratorio y de campo sobre muestras de arenas saturadas.

Según la literatura<sup>2</sup>, se ha mostrado que estas relaciones o modificaciones pueden ser aplicadas de manera satisfactoria para diversas formaciones sedimentarias. La relación de Gardner está dada por la siguiente ecuación:

$$\rho = cv^n \quad (5)$$

Donde  $\rho$ , es la densidad de la formación en  $g/cm^3$ ,  $v$  es la velocidad de las ondas P en ft/s,  $c$  y  $n$  son constantes empíricas, que dependen principalmente de la litología.

El valor más común para  $c$  es 0.25 y para  $n$  es 0.23. Sin embargo, otros valores de  $c$  y  $n$  pueden ser usados y son reportados en diferentes estudios con resultados satisfactorios.

## CÁLCULO DEL TIEMPO PROMEDIO PARA LA MATRIZ

Aprovechando las virtudes de cada uno de los métodos expuestos sin dejar de lado los diferentes requerimientos y disponibilidades de información, en este artículo se propone el cálculo del tiempo promedio de la matriz para determinar la porosidad en formaciones, basada en relaciones velocidad-porosidad y en ecuaciones empíricas. El cálculo propuesto consta de 2 pasos: Modelamiento de ecuaciones empíricas y relaciones velocidad-porosidad; y Determinación de rangos de tiempo de tránsito en la matriz.

## MODELAMIENTO DE ECUACIONES EMPÍRICAS Y RELACIONES VELOCIDAD-POROSIDAD.

En la mayoría de los casos, de acuerdo a las condiciones operacionales y económicas, cuando se perfora un pozo no se corre el set de registros completo, sino algunos principales como los de litología, resistividad, y porosidad (neutrón - densidad), de tal manera que es posible que no se cuente con el registro sínico para todo el pozo. Esta falta de información hace necesario generar un registro sintético a partir de relaciones empíricas y ecuaciones velocidad-porosidad.

El modelamiento se basa en la afinidad existente entre tiempo de propagación y factores como la profundidad, tiempo geológico (resistividad), porosidad-densidad y porosidad-velocidad de las formaciones, expresado a través de ecuaciones empíricas como la de Faust, Gardner, y relaciones velocidad-porosidad como las de Wyllie, Raymer y RHG<sup>1</sup>.

## DETERMINACIÓN DE RANGOS DE TIEMPO DE TRÁNSITO EN LA MATRIZ.

Para encontrar los patrones de comportamiento del tiempo de tránsito en la matriz y establecer los rangos de aplicabilidad y adaptación para las formaciones, respecto a diferentes factores, tales como el tipo de litología de la formación, porosidad y su profundidad, en este artículo se propone un tratamiento experimental

basado en métodos gráficos y matemáticos, con el fin de establecer el grado de certeza que tienen las relaciones de Wyllie y RHG para predecir el tiempo de tránsito de la onda longitudinal P en la matriz de las formaciones de interés con base en la información disponible y la calidad de la misma, de tal manera que se aplica el siguiente procedimiento:

**a) Identificación de las formaciones a estudiar.**

Antes de llevar a cabo el estudio del comportamiento del tiempo de tránsito en la matriz, respecto a los parámetros mencionados, es indispensable seleccionar diferentes formaciones con una muy buena caracterización litológica, por dos razones principales: facilidad de estudio y confiabilidad de la información; puesto que a partir de ellas, se somete a prueba el trabajo de las ecuaciones empíricas de Wyllie y RHG, en búsqueda de patrones que permitan estandarizar para las mismas un rango aceptable de tiempo de tránsito en la matriz, transformándolas de esta manera, en puntos de referencia para la aplicación del modelo en formaciones de características similares.

**b) Recopilación de información para la misma formación de pozos aledaños.**

Al obtener información proveniente de los pozos aledaños del mismo campo con respecto al pozo de estudio, se puede garantizar un mayor análisis de la aplicabilidad y estandarización del rango de tiempo en la matriz, para una misma formación.

La información mínima requerida para llevar a cabo el estudio planteado es la siguiente:

- Registros de Litología: GR o SP
- Registro de Porosidad: TNPH y/o RHO
- Registro de Resistividad: ILD, RT

**c) Elaboración de un crossplot de tendencia (Dtmat vs. Porosidad).**

En búsqueda de los patrones de tendencia que arrojan las relaciones de Wyllie y RHG, para el tiempo de tránsito en la matriz, se construye un crossplot de tendencia de Dtmat vs. Porosidad que permite visualizar el comportamiento de las mismas y el grado de desviación de una respecto a la otra.

**d) Cálculo de rangos de tiempo de tránsito de la matriz usando un estudio estadístico<sup>3</sup>.**

Con base en la desviación de los datos a través de cada tipo de formación, junto con las consideraciones anteriores, se determina un margen de error para el rango establecido por cada relación, respecto al valor promedio y la media del rango de datos (Figura 1), usando la mediana, la media aritmética y un error relativo, dados por las siguientes ecuaciones:

Media aritmética:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (6)$$

Mediana:

$$\begin{aligned} \tilde{x} &= x_{\left(\frac{n+1}{2}\right)} \quad \text{Si } n \text{ es impar,} \\ \tilde{x} &= \frac{x_{\left(\frac{n}{2}\right)} + x_{\left(\frac{n}{2} + 1\right)}}{2} \quad \text{Si } n \text{ es par} \end{aligned} \quad (7)$$

Error relativo:

$$\% Er = \frac{|x_{real} - x_{teórico}|}{x_{teórico}} \quad (8)$$

**e) Análisis del rango de aplicación (mediana – media aritmética).**

Una vez finalizada la parte matemática, se realiza un análisis de los rangos de tiempo de tránsito obtenidos por cada relación, en torno a los siguientes criterios:

- Descripción de la tendencia (tiempo de tránsito en la matriz vs porosidad).
- Características litológicas, (tiempo de tránsito en la matriz vs profundidad).
- Aplicabilidad y ajuste en la predicción de la porosidad\*\*.

\*\*Para ello, se grafican las curvas de porosidad reales del pozo, junto con dos curvas de porosidad determinadas por las relaciones de RHG y Wyllie.

Finalmente se recopilan los datos y/o análisis realizados en el estudio de tendencias y patrones de comportamiento del tiempo de tránsito de la onda P en la matriz de las formaciones, con el fin de evaluar el rango obtenido y poder dar un veredicto acerca de su aplicabilidad.

## APLICACIÓN DEL CÁLCULO DEL TIEMPO DE TRÁNSITO PROMEDIO DE LA MATRIZ PARA LA DETERMINACIÓN DE POROSIDAD EN FORMACIONES

La aplicación del cálculo propuesto en este artículo se desarrolló para una formación F1 del campo UIS-1 ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

### a) Descripción general de la Formación a estudiar.

La formación F1 es del Paleoceno inferior, está compuesta de areniscas cuarzosas de color blanco fino a medio grueso con cemento silíceo, se presentan pequeñas intercalaciones de lutitas y arcillolitas. En la formación se interpretan depósitos propagantes en llanuras costeras o estuarios<sup>4</sup>.

### b) Información Disponible

El campo UIS-1 cuenta con más de 70 pozos, de los cuales se escogió los pozos UIS-33 y UIS-35, ya que cumplen con los requerimientos mínimos de información expuestos anteriormente. La información disponible de los dos pozos es:

- Registros de Litología: GR , SP, CAL
- Registro de Porosidad: TNPH, RHOZ, DT
- Registro de Resistividad: ILD, RT, ILM, ILS

Se tomó el pozo UIS 35 como pozo de estudio, y el pozo UIS 33 como pozo de aplicación.

### c) Determinación de los rangos de tiempo de tránsito en la matriz de la formación F1.

El estudio del tiempo de tránsito de la onda P en la matriz se realizó en el pozo UIS-35 para la formación F1, donde se estableció un rango de valores a aplicar por cada ecuación. Luego se emplearon estos rangos en la misma formación del pozo UIS-33, para determinar la porosidad a partir del registro sísmico y compararla con la obtenida a partir de los registros de porosidad RHOZ y TNPH del pozo UIS-33.

La formación se clasificó en cinco ejemplares, de acuerdo a su contenido de arcilla (CA) de la siguiente manera:

- Arenas limpias (25% > CA)
- Areniscas poco arcillosas (50% > CA > 25%)
- Areniscas arcillosas (75% > CA > 50%)
- Areniscas muy arcillosas (85% > CA > 75%)
- Arcillas (CA > 85%)

Para identificar los patrones de comportamiento del tiempo de tránsito en la matriz, se utilizó un crossplot que describe la trayectoria del mismo en función de la porosidad (Figura 2), por otra parte, para visualizar la tendencia del tiempo de tránsito respecto al confinamiento, se graficó el tiempo de tránsito de la matriz determinado por cada relación vs. la profundidad (Figura 3) - la línea continua corresponde al valor de la mediana, mientras que las líneas punteadas corresponden al rango de tiempo de tránsito promedio de la matriz, con base en el criterio de la media -.

Al estudiar el comportamiento del tiempo de tránsito de la onda P a través de la matriz, respecto a la porosidad, se puede observar un patrón claro de tendencia, que describe una trayectoria descendente a medida que se incrementa la porosidad, lo cual representa muy bien la disgregación y pérdida de energía, que sufre la onda P al atravesar un medio poroso.

El comportamiento del tiempo de tránsito de la onda P en la matriz respecto la profundidad, describe un incremento en la velocidad a medida que se desciende en profundidad, ilustrando como es el comportamiento de propagación de la onda P, cuando hay un mayor confinamiento por carga litostática, y por ende una mayor compactación entre las partículas.

Posteriormente, se realizó el estudio matemático respectivo, para determinar los rangos de tiempo para la formación, de acuerdo a la clasificación hecha, teniendo en cuenta que los valores negativos obtenidos por la ecuación de Wyllie, se desechan por ser erróneos y tomando como valor verdadero la mediana de los valores (Tabla 1).

Una vez establecidos los rangos de aplicación del tiempo de tránsito en la matriz, se generó una curva de porosidad a partir del registro sísmico para cada rango, conforme a cada ecuación. Al establecer y aplicar los rangos del tiempo de tránsito promedio en la matriz, se observa como la porosidad estimada a partir del registro sísmico, usando el tiempo de tránsito de la matriz de Raymer-Hunt-Gardner, se adapta muy bien entre las dos curvas de porosidad de los registros reales, y no se desvía tanto, como la curva de porosidad estimada a partir de la ecuación de Wyllie (Figura 4 - Las curvas

punteada y a trazos corresponden a los registros reales RHOZ y TNPH respectivamente, mientras que las curvas doble y continua corresponden a las curvas de porosidad modeladas con base en el tiempo de tránsito promedio de la matriz de Wyllie y RHG<sup>5,6-</sup>).

del registro sintético para cada ecuación. Para tal efecto, la curva de porosidad obtenida del cálculo se comparó con las curvas reales de porosidad obtenidas de los registros de densidad y neutrón (Figura 5).

## VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS

Una vez modeladas las ecuaciones, usando los parámetros establecidos para la formación F1 junto con las ecuaciones empíricas, es necesario establecer que el modelo de ecuación se ajusta, tomando como parámetro la comparación entre las curvas de porosidad promedio PHIA, y de porosidad

Al evaluar los rangos de tiempo de tránsito promedio de RHG y Wyllie, a partir de su efectividad para predecir la porosidad con el registro sísmico, respecto a los registros reales de pozo (densidad y neutrón), se puede observar que la curva de porosidad determinada por el tiempo de tránsito promedio de la matriz de RHG (Figura 5, track 6, línea continua), se adapta mejor que la curva determinada por el tiempo de tránsito promedio de la matriz de Wyllie (Figura 5, tracks 7-8).

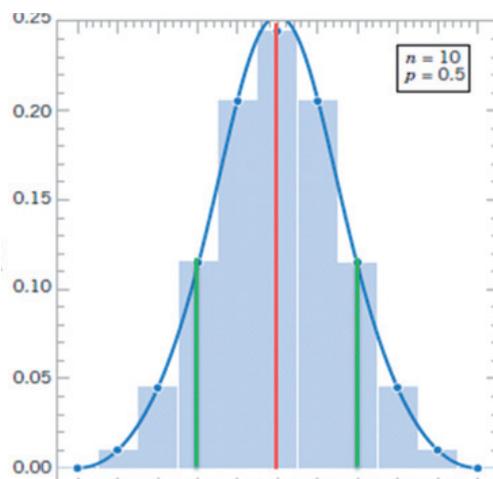


Figura 1. Esquema ubicación de la media (línea gruesa) y la mediana (líneas delgadas) en una distribución de datos<sup>3</sup>.

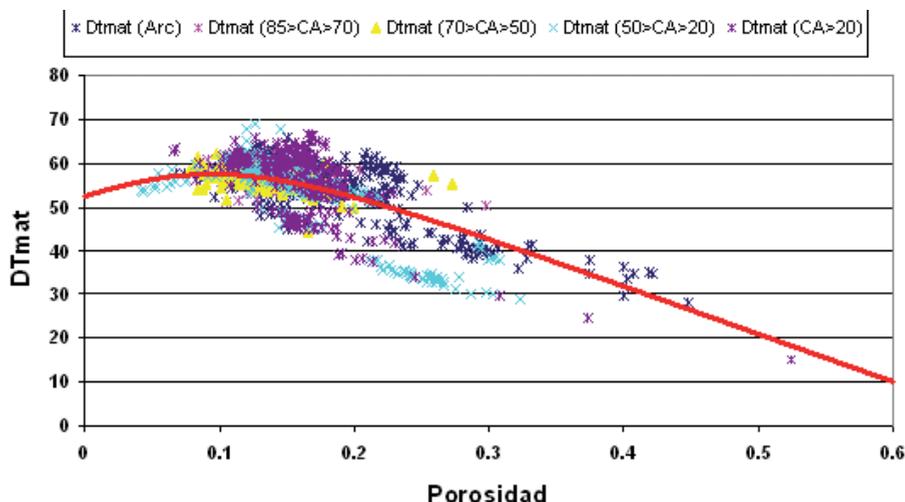
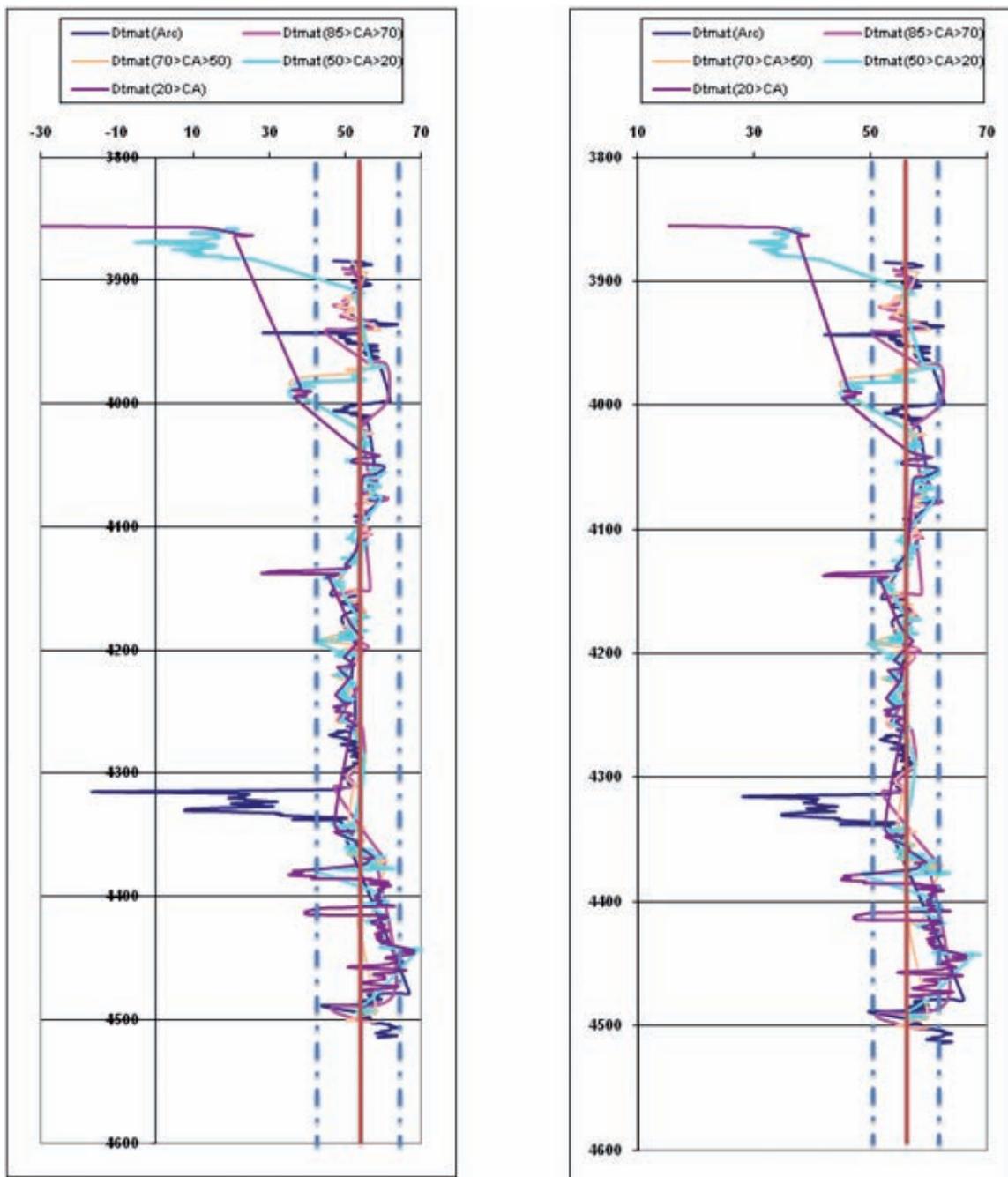
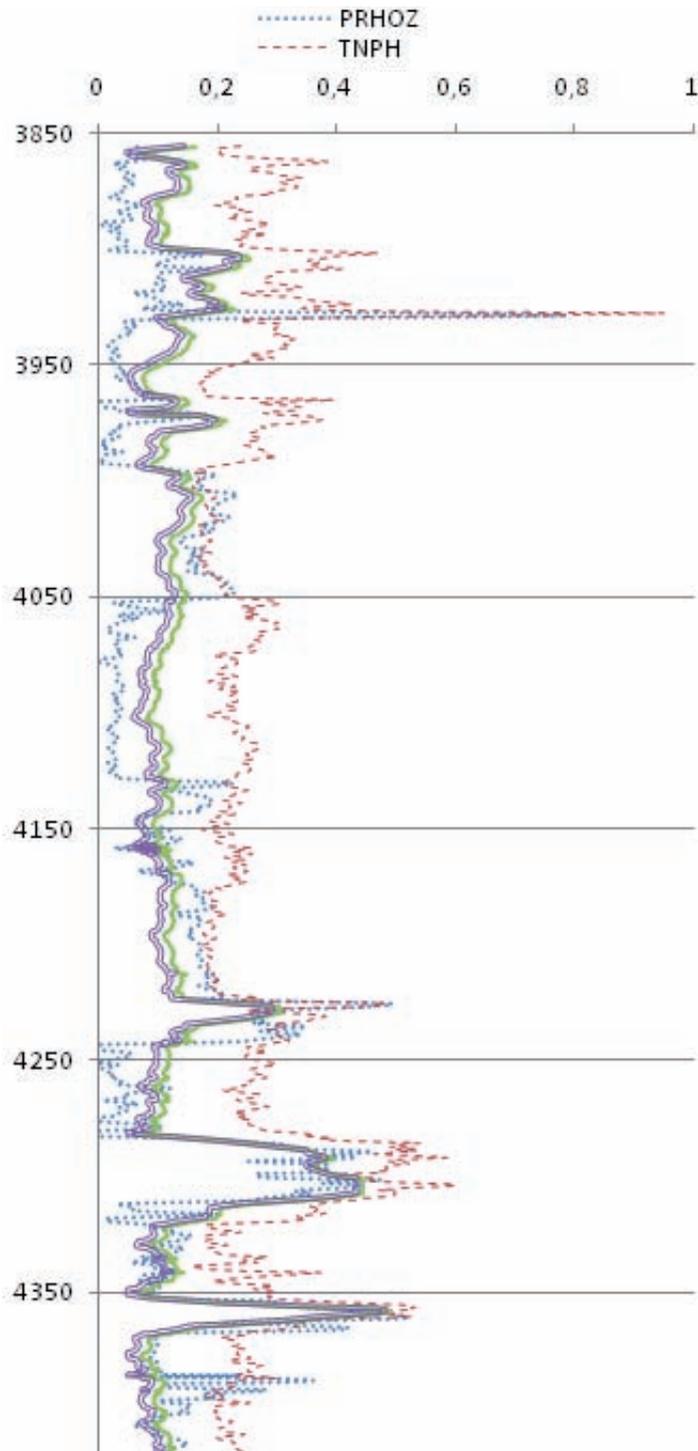


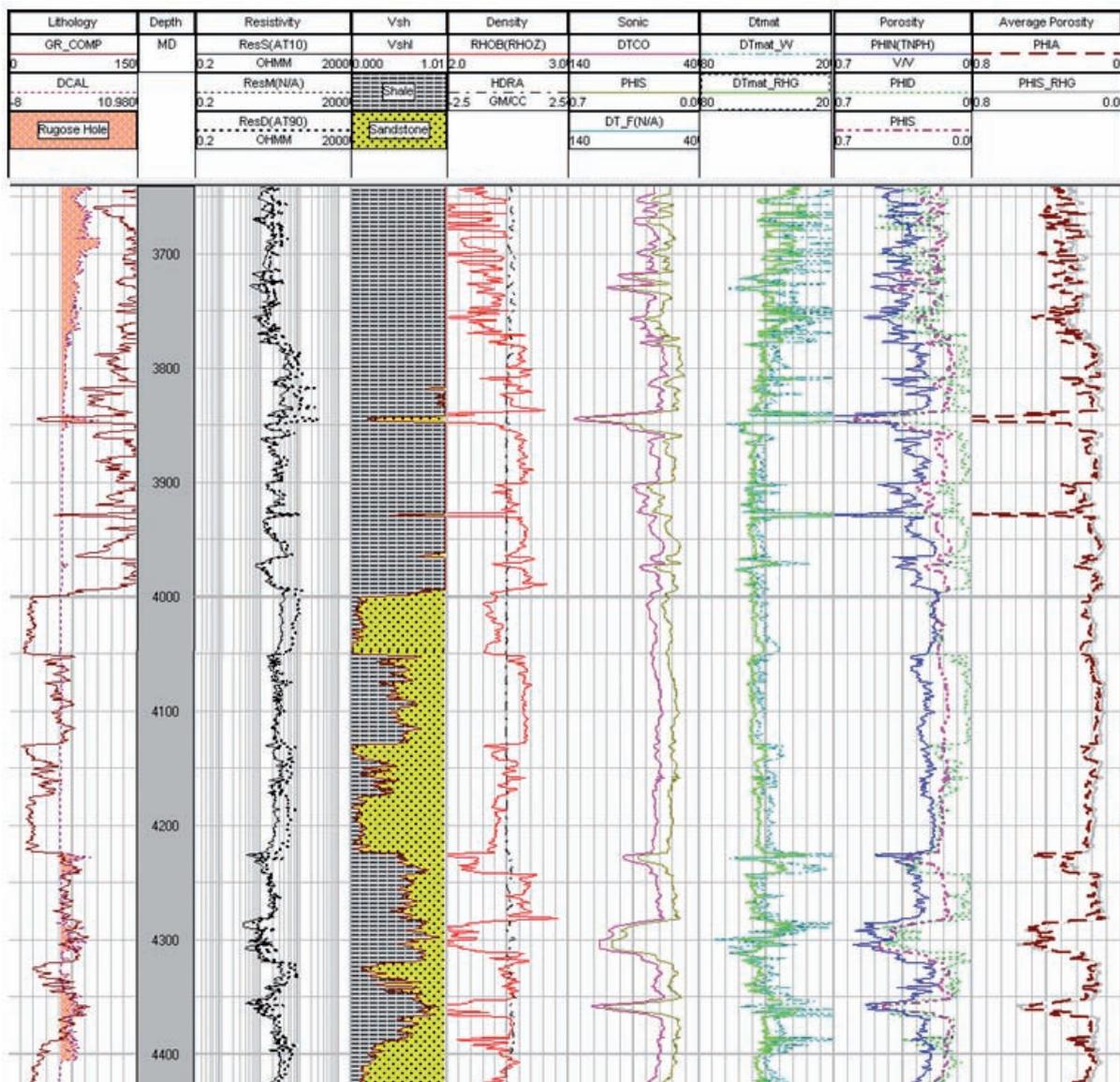
Figura 2. Crossplot de visualización del comportamiento de la propagación de la onda longitudinal en la matriz de la formación F1 para el pozo UIS-35, obtenido a partir de la relación de tiempo de tránsito promedio de RHG.



**Figura 3.** Estimación de los rangos de tiempo de tránsito promedio con el criterio estadístico, para el pozo UIS-35, a partir de las relaciones de tiempo de tránsito promedio de Wyllie y RHG, respectivamente.



**Figura 4.** Comparación entre las curvas de porosidad calculadas a partir de los valores estimados de tiempo de tránsito promedio de la matriz en el pozo UIS-35, respecto a los registros de porosidad RHOZ y TNPH reales del Pozo UIS-33, para la formación F1.



**Figura 5.** Comparación entre las curvas de porosidad calculadas a partir de los valores estimados del tiempo de tránsito promedio de la matriz con la relación de RHG en el pozo UIS-35 (track 6), respecto a los registros de porosidad reales del Pozo UIS-33 (track 7-8), para la formación F1<sup>5</sup>.

**Tabla 1.** Rangos de tiempo de tránsito promedio de la matriz, a partir de las ecuaciones de Wyllie y RHG para la formación F1.

Formación	F1		
	Media	Mediana	%Error
Wyllie	56.2858	58.064	3.06248278
RHG	58.6878	59.7508	1.77905568

## ANÁLISIS DEL CÁLCULO DE TIEMPO DE TRÁNSITO PROMEDIO DE LA MATRIZ PARA LA ESTIMACIÓN DE LA POROSIDAD

### VIRTUDES Y FALENCIAS DEL MODELAMIENTO DE ECUACIONES EMPÍRICAS Y RELACIONES VELOCIDAD POROSIDAD

- Son ampliamente aplicables debido a la diversidad de parámetros abarcados por las mismas (resistividad, profundidad, porosidad, densidad), y a la variabilidad de información requerida.
- Su ajuste depende únicamente de la calidad de la información disponible, y no se ve afectada por errores interpretativos de estimación.
- El ajuste brindado por el modelo para algunas relaciones, en diferentes formaciones no es el óptimo ya que se desvía de los datos reales
- Algunas relaciones emplean parámetros de ajuste establecidos (tiempo de tránsito en la matriz, en el fluido, constante empírica) que varían con las características de la formación.

### VIRTUDES Y FALENCIAS DEL MÉTODO DE AJUSTE DE PARÁMETROS

- No permite estimar un valor constante de un parámetro, si no un rango de posibles valores aplicables para un tipo específico de formación.

- Facilita la comprensión del comportamiento físico de las herramientas (propagación de onda, densidad de electrones, entre otras), para cada tipo de formación.
- La aplicación de los parámetros se debe realizar con el previo conocimiento de los topes de formación, ya que las formaciones en toda su trayectoria no se encuentran a igual profundidad.

## CONCLUSIONES

- Se desarrolló el cálculo del tiempo promedio de tránsito de la matriz para predecir la porosidad en formaciones usando un estudio estadístico moderado y un tratamiento de la ecuación velocidad-porosidad de RHG.
- La trayectoria de tendencia del tiempo de tránsito de la onda P a través de la matriz, respecto a la porosidad, indica la disgregación y dispersión de la misma a medida que se incrementa la porosidad, lo cual es un efecto que se presenta para una formación anisotrópica; a su vez bajo diferentes condiciones de profundidad, ilustra un incremento en la propagación del tiempo de tránsito de la misma, a medida que las partículas se encuentran a mayor profundidad, es decir más compactadas.
- Al implementar el análisis matemático en la determinación de los rangos de tiempo de tránsito, se puede establecer que el margen de error arrojado por la ecuación de Raymer-Hunt-Gardner es menor que el arrojado por la ecuación de Wyllie, de manera que al evaluar los rangos de tiempo de tránsito promedio, a partir de su efectividad para predecir la porosidad con el registro sísmico, respecto a los registros reales de pozo (densidad y neutrón), se puede observar que la curva de porosidad determinada por el tiempo de tránsito promedio de la matriz de Raymer-Hunt-Gardner se adapta de mejor manera que la curva determinada por el tiempo de tránsito promedio de la matriz de Wyllie.
- Cada una de las relaciones de Gardner y Raymer-Hunt-Gardner, se comportan de forma diferente, en respuesta a las condiciones que afectan su trayectoria, es por esto, que se hace importante evaluar de forma más intensa estas relaciones en diferentes pozos y formaciones, para lograr encontrar un parámetro que sirva como base para la construcción de un modelo mucho más robusto, que permita tener una mayor certeza de las curvas que se generan.

- El grado de ajuste respecto a los datos reales es muy bueno, pero aún así existen algunas falencias en el modelaje de relaciones, que son ajenas al tipo de ecuación, radicando en la calidad de información disponible y en los parámetros usados en las mismas, por tal motivo el cálculo de tiempo de tránsito promedio de la matriz brinda una gran ayuda, permitiendo corregir las falencias de dicho método.

## BIBLIOGRAFIA

1. Gary Mavko, Tapan Mukerji and Jack Dvorkin. The Rock Physics Handbook. Cambridge University Press, Cambridge U.K, 2003.
2. Gardner, G.H.F., L.W. Gardner, and A.R. Gregory. Formation Velocity and Density; The Diagnostic for Stratigraphic traps. Geophysics, vol. 39, 770p. (1974).
3. Douglas C. Montgomery. Applied Statistics and Probability for Engineers, 3rd Edition, John Wiley & Sons. New York, 2005.
4. Virgilio A., y Naranjo J. Compilación y Síntesis Estratigráfica de los Llanos Orientales, Informe técnico de ECOPETROL, 2004.
5. Brenda, E. Discriminación De Tobas Mediante El Uso De Perfiles Sónico Y Densidad Compensada, 2007.
6. Dewan J, T. Essentials of MODERN OPEN-HOLE LOG INTERPRETATION. PennWell Books, PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma, 1983.

## NOMENCLATURA

- $V_p$  :Velocidad de la Onda Compresional.  
 $V_{p-f}$ :Velocidad de la Onda Compresional en el fluido.  
 $V_{p-o}$ :Velocidad de la Onda Compresional en el mineral.  
 $\emptyset$  :Porosidad de la formación.  
 $V_p$  :Velocidad de la Onda Compresional.  
 $\rho_f$  :Densidad del fluido de formación.  
 $\rho_o$  :Densidad del mineral.  
 $\rho$  :Densidad de la formación.  
 $V$  :Velocidad de la Onda Compresional en la formación.  
 $V_{37}$ :Velocidad de la Onda Compresional en una formación de mediana porosidad (37%).  
 $V_{47}$ :Velocidad de la Onda Compresional en una formación de alta porosidad (47%).  
 $c, n$  :Constante empírica  
 $x_i$  :Muestra aleatoria  
 $\bar{x}$  : Media Aritmética  
 $\tilde{x}$  : Mediana Aritmética  
 $\%Er$ : Error Relativo  
 $n$  :número de muestras

*Fecha de recepción: Agosto de 2009*  
*Fecha de aceptación: Noviembre de 2009*