

Validación de las ecuaciones de RHG y Wyllie para inferir porosidad a partir de medidas de ultrasonido en muestras apretadas*

*Oneida Janeth León Montes de Oca y Mariela Araujo Fresky***
Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela.

Recibido: 30-11-05 Aceptado: 10-04-06

Resumen

En los últimos años los yacimientos de gas de baja permeabilidad han cobrado particular importancia por constituir una fuente de energía alternativa (gas doméstico natural) y ofrecer gran potencial como reserva energética, lo que ha conllevado a su explotación y producción. En la descripción de este tipo de yacimiento, la determinación de propiedades físicas tales como la porosidad y la permeabilidad constituye una labor compleja debido a las limitaciones de las técnicas experimentales existentes. En este trabajo se muestran resultados preliminares de un estudio, mediante ensayos de ultrasonido, de la relación entre la velocidad de las ondas compresionales y de corte y la porosidad en muestras de arenas de baja permeabilidad. El estudio se fundamenta en la aplicación de las ecuaciones de RHG y Wyllie, cuyo uso en arenas saturadas ya ha sido reportado. El valor de porosidad de las muestras es obtenido mediante diferencia de peso, inyección de helio y RMN. Las curvas de velocidad acústica en función de la fracción porosa son ajustadas mediante la expresión propuesta por Pickett, obteniéndose empíricamente la velocidad de la matriz y la velocidad del fluido. Resultados preliminares demuestran el potencial uso de la técnica de ultrasonido para la determinación de la porosidad de muestras de roca apretadas saturadas.

Palabras claves: baja permeabilidad, porosidad, ultrasonido, ondas compresionales.

Validation of RHG and Wyllie equations to infer porosity from ultrasonic measurements in tight sands

Abstract

In recent years, low permeability gas reservoirs have attracted special interest as an alternative energy resource (natural domestic gas) and offering a large potential energy reserves. The description of this type of reservoirs through its physical properties, such as porosity and permeability constitute a challenging task due to the limitations of the existing experimental techniques. Preliminary results of ultrasonic tests and the relation between waves velocities and porosity for low permeability sand samples are shown in this work. The study is based on the application of RHG and Wyllie equations, whose use in saturated sand samples is known in the lit-

* Trabajo presentado en el V Congreso de la Sociedad Venezolana de Física, Universidad del Zulia. Nucleo Punto Fijo - Edo. Falcón, Venezuela, Noviembre 2005.

** Autor para la correspondencia. E-mail: mararaujox@tutopia.com.

erature. The porosity is determined by weight difference, Helium injection and NMR. Acoustic velocity curves versus porous fraction are fit using Pickett's relation. Matrix and fluid velocity are empirically obtained. Preliminary results demonstrate the potential use of the ultrasound technique for the determination of the porosity of saturated tight rock samples.

Key words: low permeability, porosity, ultrasound, compression waves.

Introducción

Las pruebas de ultrasonido se basan en el estudio de las deformaciones variables en el tiempo y de vibraciones en materiales, lo cual es referido generalmente como acústica. En sólidos, según el modo de oscilación de las partículas, las ondas de sonido pueden propagarse como ondas longitudinales, ondas de corte, ondas superficiales y, en materiales delgados, como ondas planas, siendo las compresionales y las de corte (figura 1) las más estudiadas en las pruebas de ultrasonido.

Para rocas de yacimiento, la velocidad de las ondas acústicas depende de muchos parámetros, como, por ejemplo, la porosidad, la saturación del fluido contenido, la litología, el contenido de arcillas, la estructura y geometría de los poros, entre otras características. En el área de yacimientos, muchos autores han discutido la aplicación de ecuaciones basadas en observaciones empíricas en muestras de arenas saturadas de agua para la determinación de porosidad, interpretación y calibración de registros sísmicos, identificación de litología, determinación de parámetros elásticos clásicos de las rocas y evaluación de daños a la formación a partir de mediciones de las ondas acústicas realizadas en laboratorio y/o en campo.

En 1956, Wyllie y colaboradores (1) introdujeron la llamada ecuación del "tiempo promedio", que relaciona empíricamente el tiempo de tránsito o la velocidad de la onda compresional con la porosidad, según:

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\phi}{V_{\text{fluido}}} + \frac{(1-\phi)}{V_{\text{matriz}}} \quad [1]$$

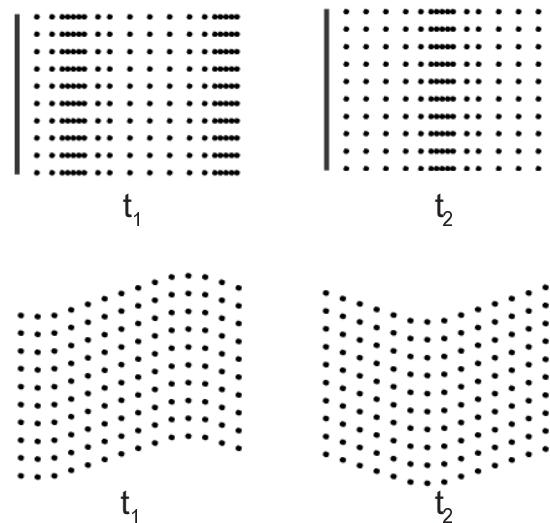


Figura 1. Superior: simulación de movimiento de partículas sometidas a ondas compresionales. Inferior: simulación de movimiento de partículas sometidas a ondas compresionales.

La ecuación 1 es de rutinario uso en la determinación de la porosidad a partir de la velocidad de ondas acústicas, pero de utilidad solo para arenas saturadas con agua y provenientes de profundidades considerables.

En 1963, Pickett (2) propone una función lineal velocidad-porosidad, aplicable a la onda compresional o de corte, para un tipo de roca dada.

$$\frac{1}{V} = A + B\phi \quad [2]$$

Los resultados de Pickett y estudios posteriores de Domenico (3) indican que la

relación de la ecuación 2 puede ser usada para identificar la litología de la formación.

Desde el trabajo de Wyllie, muchos han sido los estudios producto de comparaciones entre las porosidades determinadas mediante esta expresión y las obtenidas a partir de los análisis de núcleos. Sin embargo, resultados mostrados por Raymer y colaboradores (4) indicaron que a bajas porosidades, la relación entre el tiempo de tránsito y la porosidad no se ajusta a la ecuación de Wyllie, obteniéndose valores conservadores para porosidades en el rango de 5% a 25%. El grupo de trabajo de Raymer sugiere que la relación entre la velocidad y la porosidad puede expresarse como:

$$V_p = (1 - \phi)^2 V_{matriz} + \phi V_{fluido} \quad [3]$$

La ecuación 3 es de utilidad para rocas saturadas con porosidades en el rango de 0% a 37%.

En el presente trabajo se muestran los resultados preliminares de un estudio de aplicación de ensayos de ultrasonido para analizar la relación entre la velocidad de las ondas compresionales y de corte y la porosidad en muestras de arenas de baja permeabilidad, basándose en la aplicación de las ecuaciones de RHG y Wyllie en el ajuste de los datos medidos, cuyo uso en arenas saturadas ya ha sido reportado, y el cálculo de los parámetros elásticos dinámicos según las ecuaciones 4, 5, 6 y 7.

$$v = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2 \left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right]} \quad [4]$$

$$G = \rho V_s^2 \quad [5]$$

$$K = \rho \left[V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right] \quad [6]$$

$$E = \frac{9\rho V_s^2 \left(\frac{K}{\rho V_s^2}\right)^2}{3\left(\frac{K}{\rho V_s^2}\right)^2 + 1} \quad [7]$$

Material y métodos

Se tomaron cinco muestras de arena de baja permeabilidad provenientes del mismo pozo. Las muestras fueron lavadas con metanol en el sistema Dean-Stark para la eliminación de sales, y secadas al vacío por 24 horas a 190 °F. Se tomaron las dimensiones y peso al seco de cada muestra, se midió la porosidad con el equipo CMS-300, que se fundamenta en la inyección de He a través de la muestra, y se midió la permeabilidad de estas mediante un Permeámetro de Perfil (PDPK). Para la toma de las secciones finas se cortó una porción de los tapones. Una vez listas, las secciones fueron teñidas para la identificación de porosidad. En la figura 2 se observa una microfotografía para una muestra de 2% de porosidad. Posteriormente las muestras fueron saturadas al vacío hasta alcanzar un peso constante ($S_w = 100\%$) y se sometieron a RMN y a pruebas de ultrasonido. RMN proporciona la respuesta del núcleo a un campo magnético externo. En el caso del hidrógeno, su núcleo tiene un mo-

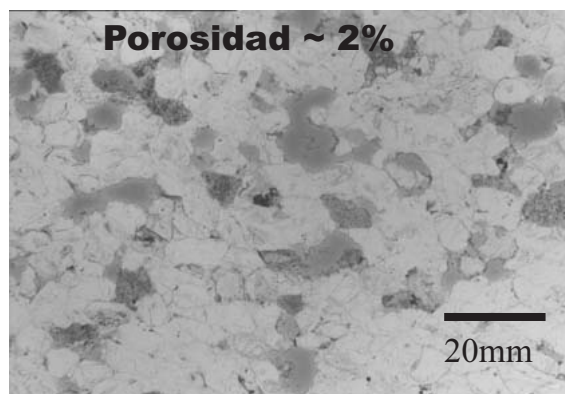


Figura 2. Microfotografía de sección fina de arenisca de baja permeabilidad (las áreas más oscuras corresponden a los poros).

mento magnético relativamente grande, por lo que RMN en las rocas saturadas da una indicación directa de los fluidos contenidos en los poros y, por tanto, de la porosidad efectiva. El equipo empleado para las pruebas de ultrasonido permitió la medición del tiempo de tránsito de la onda compresional y de la onda de corte (S1 y S2 perpendiculares entre sí). La presión de confinamiento empleada fue de 1000 psi sin aplicación de presión de poro. En la tabla 1 se listan las características de las muestras. En la tabla 2 se presentan las porosidades obtenidas por cada técnica empleada. Los tiempos de tránsito de las ondas acústicas y las velocidades calculadas se muestran en la tabla 3.

Resultados y discusión

Las muestras estudiadas presentaron bajas porosidades. El recíproco de las velocidades de las ondas compresionales y de corte fueron graficados en función de la fracción porosa de las muestras. Los datos fueron ajustados por regresión lineal, según la ecuación $1/V=A+B\phi$. Para las ondas P se obtuvo un mejor coeficiente de correlación que para las ondas S. Del valor de la pendiente y del corte con el eje para las ondas compresionales y por comparación con la ecuación de Wyllie, se obtuvo una velocidad de matriz de 2 km/seg y velocidad de fluido de 0,53 km/seg. Estos valores permitieron la

Tabla 1
Características de las muestras estudiadas

Muestra	Masa seca (gr)	Longitud 0,01 ± 0,001(mm)	Diámetro + 0,001(mm)	Masa saturada ± 0,01 (gr)	K (mD) ± 0,01 E-02mD
M1	46,38	35,99	25,44	46,725	<0,01 E02
M2	50,98	40,49	25,35	51,555	7,18E-0,2
M3	52,76	40,82	25,39	53,25	24,1E-0,2
M4	55,35	43,98	25,35	56,545	14,9E-0,2
M5	47,46	37,14	25,31	47,905	<0,01 E02

Tabla 2
Porosidad medida por las diferentes técnicas

CMS (%)	PESADA (%)	POROSIDAD		
		RMN (%)	PROMEDIO (%)	DESV. ST (%)
<1%	1,88	1,94	1,91	0,04
2,84	3,64	3,85	3,44	0,53
1,56	2,39	2,86	2,27	0,66
4,02	5,03	7,47	5,51	1,77
<1%	2,50	2,88	2,69	0,27

Tabla 3
Tiempo de tránsito de las ondas y velocidad de onda calculadas

ONDAS P				ONDAS S1				ONDAS S2			
Tiempo		Velocidad (m/seg)		Tiempo		Velocidad (m/seg)		Tiempo		Velocidad (m/seg)	
± 0,01 (μ, s)				± 0,01 (μ, s)				± 0,01 (μ, s)			
32,67	1811,27	±	2,33	58,63	891,062	±	0,68882	58,74	888,861	±	0,24698
35,8	1760,43	±	1,97	64,75	870,565	±	0,58936	65,05	865,171	±	0,21368
35,76	1777,87	±	1,98	64,11	889,906	±	0,60602	64,19	888,55	±	0,21768
39,37	1655,25	±	1,62	71,35	828,093	±	0,50013	71,4	827,469	±	0,18815
33,8	1768,57	±	2,16	63,15	826,987	±	0,59095	63,25	825,333	±	0,22223

Tabla 4
Parámetros elásticos dinámicos

Muestra	d seca (gr/cc)	Relación de Poisson	Módulo de rigidez (GPa)	Módulo volumétrico (GPa)	Módulo de Young (GPa)
M1	2,54	0,34	2,01	5,64	5,78
M2	2,55	0,33	2,02	5,38	5,78
M3	2,54	0,36	1,73	5,63	5,04
M4	2,49	0,34	1,88	5,23	5,40
M5	2,49	0,33	1,71	4,55	4,90

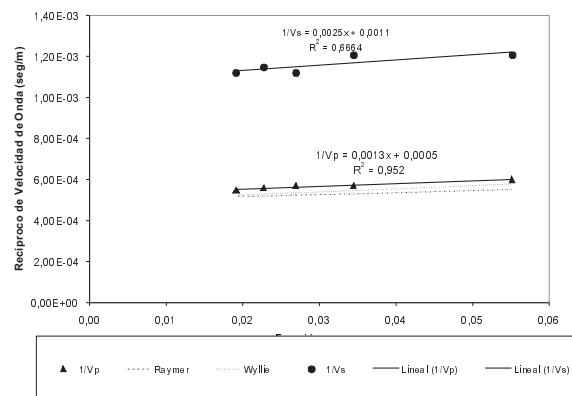


Gráfico 1. Recíproco de la velocidad de ondas en función de la porosidad. Datos ajustados por regresión lineal y comparados con recíprocos de Wyllie.

aplicación de la ecuación de Raymer. En la figura 1 se tiene el recíproco de las velocidades de onda en función de la fracción porosa para los datos medidos y las ecuaciones de Wyllie y Raymer. Se observa aumento

del recíproco de la velocidad de onda compresional con la porosidad, teniéndose su-
bestimado el comportamiento para esta onda a partir de las ecuaciones de Raymer y Wyllie.

Conclusiones

Observaciones en análisis preliminares validan la aplicación de ajustes de valores obtenidos en el laboratorio mediante regresión lineal para muestras de arenas de baja permeabilidad.

Los valores de velocidad de matriz y de velocidad del fluido obtenidos a partir del ajuste de los datos experimentales están dentro del rango reportado en la literatura (6).

Los módulos dinámicos elásticos presentan valores de un orden de magnitud menor a los reportados en la literatura para las arenas.

Las ondas compresionales muestran mejor sensibilidad a la porosidad de las muestras. Es posible, a partir de datos de laboratorio, obtener modelos empíricos sencillos que permitan describir el comportamiento de las ondas compresionales y de corte en arenas de baja permeabilidad.

Agradecimientos

Agradecemos a PDVSA-Intevep por permitir el uso de las instalaciones de los laboratorios de Interacción Roca-Fluido para el desarrollo de la parte experimental de este trabajo. También queremos agradecer a Richard Márquez por su apoyo durante la retoma de tapones.

Nomenclatura

V_p :	velocidad compresional
V_s :	velocidad de corte
V_{fluido} :	velocidad interesticial
V_{matriz} :	velocidad de matriz
ϕ :	porosidad
A:	intercepto
B:	pendiente de la recta
ν :	relación de Poisson
G:	módulo de rigidez
K:	módulo volumétrico
E:	módulo de Young
ρ :	densidad

Referencias bibliográficas

1. WYLLIE M.R., GREGORY A.R., GARDER W. *Geophysics* 21(1): 41-70, 1956.
2. PICKETT G.R. *J. Pet. Tech.*, pp. 659-667, junio de 1963.
3. DOMENICO S.N. *Geophysics* 49(8): 1188-1195, 1984.
4. RAYMER L.L., HUNT E.R., GARDNER J.S. *An improved sonic transit time to porosity transform*. Trans., 21st SPWLA Annual Logging Symposium, pp. 1-13, 1980.
5. AJUFO A.O., CHAPMAN D.J., KIER J.S. *Improved reservoir characterization and delineation using acoustic measurements on cores*. Gas Technology Conference. Calgary (Canada), pp. 707-716, 1996.
6. MEDLIN W.L., ALHILALL K.A. *Shear-wave porosity logging in sands*. SPE Formation Evaluation, pp. 106-112, March 1992.