

Determinación de la viscosidad a partir de la relación de T_{1LM}/T_{2LM} de RMN

Pedro Romero, Benito Saavedra y Hyung Kwak, BAKER HUGHES INC.

Copyright 2009, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 11th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, August 24-28, 2009.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 11th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

En el presente trabajo se muestran los conceptos básicos de los mecanismos de relajación T_1 y T_2 que conducen a describir R, la razón de T_1 sobre T_2 , como función de la viscosidad, variable ésta sumamente importante en la caracterización de crudos, especialmente pesados. El resultado de un análisis de datos tomados de la literatura revela que R puede ser representado como una función de potencia de la viscosidad: $R=0.308*\eta^{0.312}$. R se acerca al valor de dos, para petróleos de viscosidad alrededor 200 cP, aumentando luego hasta valores próximos a diez para viscosidades de 50k cP a 100k cP para 2 MHz de frecuencia de Larmor del hidrógeno.

La dependencia R-viscosidad puede explicarse mediante un modelo de relajación basado en interacciones dipolo-dipolo intramoleculares, considerando que los dipolos cercanos, y no los distantes, son los que más contribuyen al decaimiento de la relajación dentro de una molécula. El mecanismo de relajación se expresa en ecuaciones T_1 y T_2 como una función del producto de la frecuencia de Larmor por el tiempo de correlación, el cual se asume guarda conexión con la viscosidad.

Con datos experimentales de laboratorio se corrobora la validez de la inversión matemática utilizada para determinar R.

Introduction

Como lo proponen muchos autores, existe una relación inversa entre la viscosidad del petróleo y su distribución de tiempos de relajación T_2 , donde normalmente se toma su media logarítmica. Conforme resumen Nicot et al. (2006), entre otras ecuaciones empíricas, la propuesta por Stanley, Kleinberg y Vinegar para petróleo muerto relaciona la media logarítmica de T_2 con la viscosidad de la siguiente manera:

$$T_{2LM} = \frac{1200}{\eta^{0.9}} \quad (1)$$

Con respecto a las mediciones de campo fijas, se informa que se ha identificado petróleo pesado comparando la posición relativa de los picos de T_1 y T_2 entre sí, Mullen et al. (2002) y Seccombe et al. (2005).

El tiempo de relajación transversal T_2 es similar o menor que el tiempo de relajación longitudinal T_1 . Esto se debe principalmente a la difusión molecular dentro de un campo magnético de gradiente, porque la difusión genera otro mecanismo de relajación transversal, además de las

relajaciones volumétricas y de superficie. La relajación debido a la difusión corresponde solamente a T_2 y no a T_1 , mientras que las relajaciones volumétricas y de superficie pueden observarse tanto en T_1 como en T_2 .

La mayoría de las ecuaciones derivadas para determinar viscosidad de petróleos pesados se fundan en la dependencia inversa que existe entre viscosidad y tiempos de relajación longitudinales (T_1) o transversales (T_2). Estas ecuaciones resultan muy satisfactorias para petróleos livianos y medios, que tienen valores T_1 y T_2 similares. Sin embargo, para una frecuencia de 2 MHz en un límite de viscosidad de alrededor de 200 cP, las pendientes de la media logarítmica de T_1 y T_2 graficadas vs. viscosidad, en escala doble logarítmica, se suavizan a hacia valores de viscosidad más altos.

La descripción teórica para las interacciones dipolo-dipolo asocia las tasas de relajación longitudinal y transversal al tiempo de correlación rotacional, como se detalla en Nicot et al. (2006):

$$\frac{1}{T_1} = M_2 \tau_c \left[\frac{2/3}{1 + (\omega_o \tau_c)^2} + \frac{8/3}{1 + (2\omega_o \tau_c)^2} \right], \quad (2)$$

$$\frac{1}{T_2} = M_2 \tau_c \left[1 + \frac{5/3}{1 + (\omega_o \tau_c)^2} + \frac{2/3}{1 + (2\omega_o \tau_c)^2} \right], \quad (3)$$

Donde M_2 para una molécula diatómica es equivalente a:

$$M_2 = \frac{9}{20} \left(\frac{\mu_o}{4\pi} \right)^2 \frac{\hbar^2 \gamma^4}{r^6}. \quad (4)$$

Tras estas ecuaciones, el comportamiento teórico de T_1 y T_2 versus la frecuencia de Larmor por el tiempo de correlación sería la expuesta en la figura 1.

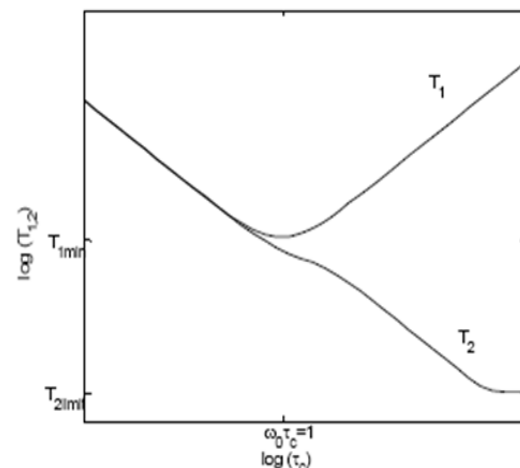


Figura 1 T_1, T_2 vs. frecuencia de Larmor x tiempo de correlación, Nicot et al. (2006).

En esta figura también se observa que inmediatamente después de que T₁ alcance su valor mínimo en el punto (τ₀, ω₀) equivale a uno, la superposición de T₁ y T₂ ya no se mantiene, porque T₁ comienza a aumentar mientras que T₂ disminuye para valores mayores que (τ₀, ω₀). Este efecto permite relacionar R con la viscosidad.

R ó relación T₁/T_{2app}

Comenzamos a notar una separación entre T₁ y T₂ a viscosidades alrededor de 200 cP, en mediciones de laboratorio con una frecuencia de 2 MHz.

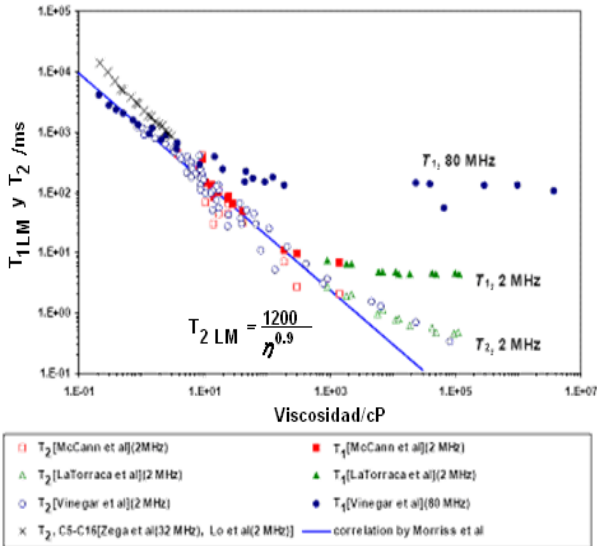
Como lo exponen las ecuaciones de Einstein (5-6), el tiempo de correlación puede ser directamente proporcional a la viscosidad del medio circundante.

$$\tau_c = \frac{1}{6D_{rot}} \tag{5}$$

$$D_{rot} = \frac{kT}{8\pi\eta a^3} \tag{6}$$

Con tiempos de correlación muy altos, T₂ no cambia como es el caso de las muestras muy viscosas o de betumen.

La figura 2 muestra una conducta algo típica de T₁ y T₂ para datos de laboratorio, Zhang et al. (2002). T₁ y T₂ se separan a alrededor de 200 cP a 2 MHz. A 80 MHz la separación tiene lugar con valores de viscosidad mucho más bajos, alrededor de 10 cP.



Los tiempos de relajación T₁ y T₂ de alcalinos, crudos y estándares de viscosidad en una frecuencia de Larmor de 2 y 80 MHz.

Figura 2 T₁ y T₂ en base a Datos de Laboratorio, Zhang et al. (2002).

Los datos experimentales de NMR expuestos en el presente trabajo se obtuvieron de muestras de petróleo crudo empleando un equipo RMN de laboratorio tipo MARAN de 2 MHz. El cómputo de R sigue un procedimiento estándar desarrollado para evaluar datos de pozo adquiridos con el servicio de perfilaje de pozo

MRExplorerSM (MREXSM) en función de T₁ sobre T_{2app}, usado eficientemente para detectar gas, Hursan et al. (2005).

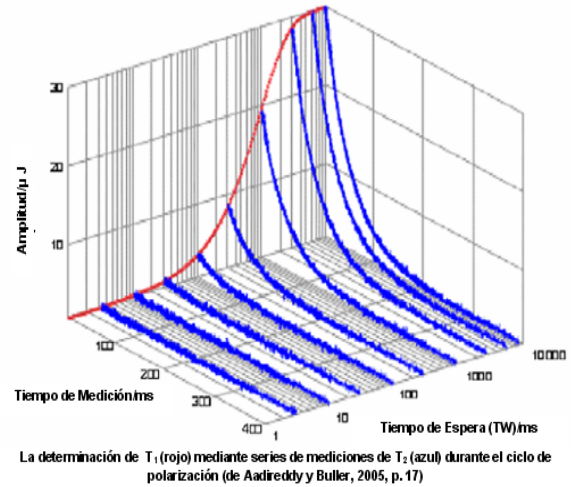
El decaimiento magnético como función de tiempo t y tiempo de espera TW puede representarse por el dominio del parámetro, T₁ y T_{2app}:

$$M(t, TW) = \iint f(T_{2app}, T_1) (1 - e^{-TW/T_1}) e^{-t/T_{2app}} dT_1 dT_{2app} \tag{7}$$

El factor de polarización, 1 + e^{-TW/T₁}, es de suma importancia en el análisis de los datos porque T₁ difiere según el tipo de fluido. El factor de decaimiento del eco, e^{-t/T_{2app}}, donde T_{2app}, es el tiempo de relajación transversal aparente, no sólo está determinado por las propiedades del fluido sino que también es controlable mediante los parámetros de adquisición G y TE:

$$\frac{1}{T_{2app}} = \frac{1}{T_{2int}} + \frac{(\gamma \cdot G \cdot TE)^2 \cdot D}{12} \tag{8}$$

Aquí, T_{2,int} representa el tiempo de relajación T₂ intrínseco que abarca las relajaciones volumétrica y de superficie. En la figura 3 se observan secuencias típicas de adquisición de datos de relajación transversal para diferentes tiempos de polarización o de espera. T₁ se obtiene de la curva roja envolvente. No obstante, el conjunto completo de datos se invierte simultáneamente para determinar la relación de T₁ sobre T_{2app}.



La determinación de T₁ (rojo) mediante series de mediciones de T₂ (azul) durante el ciclo de polarización (de Aadreddy y Buller, 2005, p.17)

Figura 3 T₁ a partir de la envolvente de las mediciones de T₂

Por lo general, podemos invertir la ecuación (7) para obtener las distribuciones de los tiempos de relajación de T₁ y T_{2app}. Como alternativa, podemos reformular la ecuación (7) reemplazando T₁ como función de R y T_{2app}:

$$T_1 = R \cdot T_{2app} \tag{9}$$

obteniendo:

$$E(t, TW) = \iint g(T_{2app}, R) (1 - e^{-TW/R \cdot T_{2app}}) e^{-t/T_{2app}} dR dT_{2app} \tag{10}$$

y resolver una función de distribución de parámetros de dos dimensiones $g(T_{2app}, R)$. Al efectuar esta sustitución, podemos expresar en R directamente en un mapa 2D, Hursan et al. (2005).

Mediciones de laboratorio y resultados de inversión

Las mediciones de laboratorio de muestras de la Cuenca del Golfo de San Jorge, Argentina, reflejan valores R muy diferentes la unidad. Los datos de relajación se adquirieron en condiciones normales de p y T y sin gradiente de campo ($G = 0, T_{2app} = T_{2int} = T_2$). Los resultados de estas mediciones se observan en la figura 4.

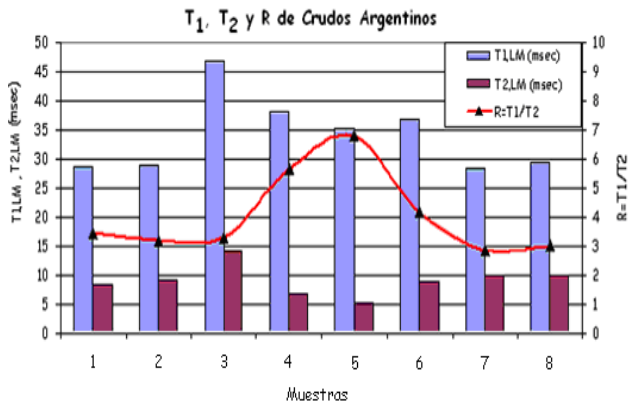


Figura 4 Variación de T_{1LM} , T_{2LM} y R de diferentes muestras de la Cuenca del Golfo de San Jorge, Argentina.

R puede ser calculado con datos de laboratorio mediante la metodología anteriormente descrita. La distribución T_1 y las diferentes distribuciones T_2 determinadas a partir de diversos tiempos de espera (TWs), a saber, 5, 7, 10, 20, 50, 70, 100, 200 y 500ms, se exhiben en la figura 5.

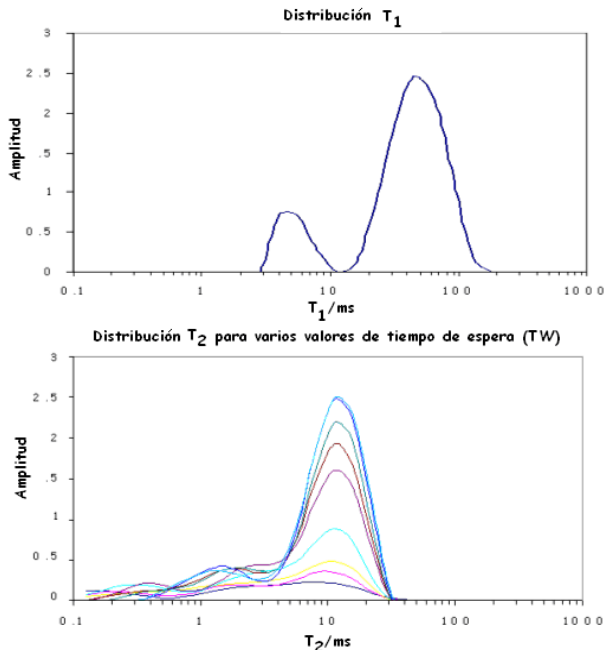


Figura 5 Distribuciones de T_1 y T_2 obtenidas de mediciones individuales de la muestra número cinco. T_{1LM} es aproximadamente seis veces mayor que T_{2LM} .

La figura 4 contiene los resultados de las distribuciones T_1 , T_2 y R calculadas individualmente, coincidiendo aceptablemente con los datos medidos para los trenes de ecos seleccionados, como se observa en la figura 6.

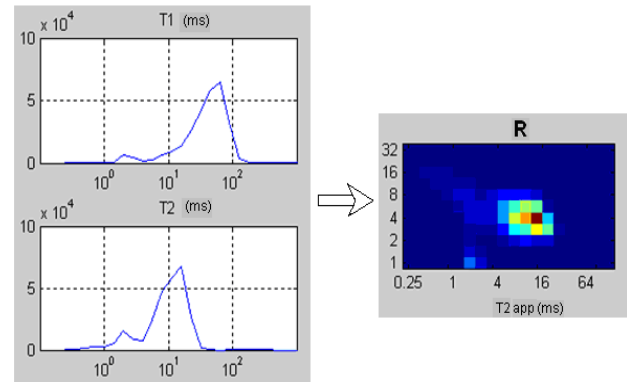


Figura 6 T_1 , T_2 y R generados usando el método de inversión con datos de laboratorio de muestra numero cinco.

Determinación de la Viscosidad a partir de R

La discrepancia entre T_1 y T_2 se hace evidente a medida que la viscosidad del petróleo supera los 200 cP, en una frecuencia de campo magnético de 2 MHz (figura 2). Por consiguiente, mediante el análisis de la relación T_1 sobre T_{2app} es posible identificar petróleo pesado. Una relación T_1/T_{2app} alta podría estar asociada a petróleo pesado ($T_{2app} \sim T_{2int}$). El análisis de los datos publicados sobre petróleo pesado permite establecer una relación entre R y la viscosidad como $R = 0.308 \cdot \eta^{0.312}$, como muestra la figura 7.

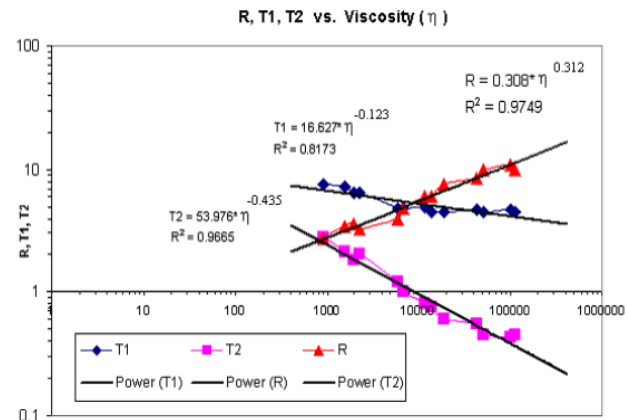


Figura 7 R, T_1 y T_2 basados en datos bibliográficos de Zhang et al. (2002).

Una relación T_1/T_{2app} más baja, cercana a la unidad, podría corresponder a petróleo liviano con baja Relación-Gas-Petróleo.

La distribución T_2 del petróleo pesado suele ubicarse en el rango de uno a veinte milisegundos, o aún menos en el caso de petróleo extra pesado y bitumen; sin embargo, la distribución T_1 puede mostrar valores de hasta un orden de magnitud superior. En estos crudos la contribución de la relajación por efecto de difusión dada por el acople de

GTE con D en (8) es despreciable en muchos casos, tornándose T_{2app} muy similar a T_{2int}.

La relación R puede diferir de la unidad por diversas razones, tales como:

1. El mecanismo dipolo-dipolo intramolecular para moléculas no esféricas y tiempos de correlación altos comparados con el período de Larmor, especialmente en petróleos pesados. En mediciones típicas de laboratorio, este efecto es visible en petróleos pesados con valores T₁ de aproximadamente unos pocos milisegundos a unas pocas decenas de milisegundos.

2. El efecto de la difusión en un campo de gradiente para valores GOR significativos en petróleos pesados y livianos (petróleos espumosos). El gas se encuentra singularmente caracterizado por un T₁ de varios segundos y un valor R que depende del gradiente G y los valores TE seleccionados. En condiciones típicas de pozo, el T₁ del gas de hidrocarburo es de aproximadamente 3 segundos, mientras que R varía entre 20 y 70 para un gradiente de campo magnético de 30 Gauss/cm y un TE de 0,6 ms.

Para petróleo muerto o con escasa relación gas-petróleo (GOR), únicamente se le puede atribuir un incremento de T₁ sobre T₂ al mecanismo dipolo-dipolo intramolecular. Para petróleo liviano, vivo, con alta GOR, estimamos que la relación R puede ser superior a uno, a consecuencia de los efectos de difusión. Se debe tener en cuenta que el presente trabajo solamente trata el efecto del mecanismo dipolo-dipolo intramolecular.

Conclusiones

Los resultados de este estudio demuestran que la relación de las medias logarítmicas de R (T₁/T_{2app}) se correlaciona bien con la viscosidad, especialmente en el rango de viscosidad superior a 200 cp.

El algoritmo estándar para la inversión de R utilizado en el programa informático para la evaluación de datos de registros de MREXSM, también puede utilizarse efectivamente a los efectos de la determinación de la viscosidad.

Reconocimientos

Los autores agradecen a Baker Hughes y a sus divisiones Baker Atlas e INTEQ por haber permitido la presentación de este trabajo técnico.

Nomenclatura

T₁=Tiempo de Relajación Longitudinal

T₂=Tiempo de Relajación Transversal

T_{1LM}=Media logarítmica de T₁

T_{2LM}=Media logarítmica de T₂

T_{2app}=T₂ aparente

R=Relación de T₁ sobre T_{2app}

TW=Tiempo de espera o polarización

G=Gradiente de campo magnético

TE=Tiempo de ecos

M(t)=Magnetización basada en el tiempo

D=Constante de difusión

ω₀=Frecuencia de rotación

τ₀=Tiempo de correlación

η=Viscosidad del petróleo

γ=Relación giromagnética

μ₀=Permeabilidad magnética en espacio libre

r=Distancia entre los protones más cercanos en una molécula

h=Constante de Planck sobre 2π

k=Constante de Boltzmann

T=Temperatura

a=Radio de una molécula esférica

p=Presión

MRLAB = Software para evaluación de datos de perfiles

RMN del MREXSM

Referencias

1. **NICOT, B., FLEURY, M., AND LEBLOND, J., A** New Methodology for Better Viscosity Prediction Using NMR Relaxation. 47th SPWLA Annual Logging Symposium, June 4-6, 2006, Veracruz, México.
2. **MIKE MULLEN, M., GREGG, J., BONNIE, R., CHERRY, R., AND RIGGER, G.,** Fluid Typing With T₁ NMR: Incorporating T₁ and T₂ Measurements for Improved Interpretation in Tight Gas Sands and Unconventional Reservoirs. 45th SPWLA Annual Logging Symposium, June 2-5, 2002, New Orleans, Louisiana, USA.
3. **SECCOMBE, J., AKKURT, R., SMITH, M., BONNIE, R.J.M.,** Ranking Oil Viscosity in Heavy Oil Reservoirs, paper EE, SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26-29, 2005, New Orleans, Louisiana, USA.
4. **ZHANG, Y., HIRASAKI, G.J., HOUSE, V.W., AND KOBAYASHI, R.,** Oil and Gas NMR Properties: The Light and Heavy Ends, 43rd SPWLA Annual Logging Symposium, June 2-5, 2002, Oiso, Japan.
5. **HURSAN, G., CHEN, S., AND MURPHY, E.,** New NMR Two-Dimensional Inversion of T₁/T_{2app} vs. T_{2app}. Method for Gas Well Petrophysical Interpretation, 45th SPWLA Annual Logging Symposium, June 2-5, 2002, New Orleans, Louisiana, USA.