

DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDAD A PARTIR DE POROSIDAD APLICANDO ECUACIONES BASADAS EN TEORÍA FRACTAL EN POZOS DEL LAGO DE MARACAIBO (VENEZUELA) Y CAMPO TEAPOT DOME (ESTADOS UNIDOS)

*DIGNORAH ALTAMIRANDA*¹, *MILAGROSA ALDANA*^{2*}, *ANA CABRERA*², *VINCENZO COSTANZO-ÁLVAREZ*²,
*JULIO TORRES*³

¹ Coordinación de Ingeniería Geofísica, Universidad Simón Bolívar, Valle de Sartenejas, Baruta, 89000, estado Miranda, c.altamiranda@gmail.com

² Departamento de Ciencias de la Tierra, Universidad Simón Bolívar, Valle de Sartenejas, Baruta, 89000, estado Miranda, maldana@usb.ve, anacabrera@usb.ve, vcosta@usb.ve

³ Departamento de Ciencias Básicas, Sección de Física, Universidad Luis Caballero Mejías, Caracas, Venezuela, jeta22@gmail.com

Recibido: mayo 2015

Aprobado para publicación: noviembre 2015

RESUMEN

En este trabajo se determinaron valores de permeabilidad, a partir de datos de porosidad de núcleos y registros, en tres pozos (dos en el Lago de Maracaibo y uno en Teapot Dome) particularizando una expresión general desarrollada por Pape *et al.* (1999), que conecta la permeabilidad con la geometría del espacio poroso utilizando la Teoría Fractal. Los resultados indican un comportamiento fractal único en todo el rango de porosidad en uno de los pozos del Lago de Maracaibo. Dos rangos de comportamiento fractal se identifican en los otros pozos, separados por un valor de porosidad del 8%. Las curvas de capilaridad empíricas obtenidas sustentan este comportamiento que podría estar asociado a la variación del contenido de minerales del grupo de las arcillas en cada caso, en concordación con la existencia de dos rangos en los radios de gargantas porales calculados. Utilizando ecuaciones fractales ajustadas a cada rango, se obtienen valores de permeabilidad con un error menor al 10%. La comparación con los resultados derivados de algunos modelos empíricos para el cálculo de permeabilidad, indican una mejor inferencia utilizando ecuaciones fractales. El alcance de estas ecuaciones y del método se verificó utilizando las relaciones obtenidas en un pozo del Lago de Maracaibo para calcular permeabilidad en el pozo de Teapot Dome.

Palabras clave: porosidad, permeabilidad, teoría fractal

PERMEABILITY ESTIMATION FROM POROSITY APPLYING EQUATIONS BASED ON FRACTAL THEORY IN WELLS FROM THE MARACAIBO LAKE (VENEZUELA) AND THE TEAPOT DOME FIELD (UNITED STATES)

ABSTRACT

Permeability values were obtained using core and log porosity data from three oil wells (two in the Maracaibo Lake and one in the Teapot Dome Field), adapting a general expression proposed by Pape *et al.* (1999) that connects permeability with the pore space geometry using Fractal Theory. The results indicate a single fractal behavior along the whole porosity range for one of the Maracaibo Lake wells. Two ranges of fractal behavior, separated by a porosity of 8% were identified in the rest of the wells. The empirical curves of capillarity obtained for these wells support such behavior which could be associated to the variation in the mineral content of the shale group in each case. This is also consistent with the existence of two ranges of pore aperture radii. By using fractal equations fitted to each range, it is possible to infer permeability values with an error lower than 10%. The comparison with the results derived from some empirical models employed to calculate permeability indicates a better inference when fractal equations are used. The scope of these equations and the method itself was checked by applying the empirical equations obtained for one of the Maracaibo Lake wells to calculate permeability at the Teapot Dome well.

Keywords: porosity, permeability, fractal theory

INTRODUCCIÓN

La permeabilidad es una propiedad intrínseca de las rocas que refleja su capacidad para transmitir fluidos a través del espacio poroso. Ésta puede obtenerse a partir de análisis de laboratorio de muestras de núcleos o con pruebas de yacimiento, aplicando presión al sistema roca-fluido para su determinación directa a través de la Ley de Darcy (Bigelow, 1995). Sin embargo, debido a razones de costo y tiempo, este tipo de análisis se obtiene en un número limitado de pozos dentro de un campo y, hasta la fecha, no existe un registro geofísico de pozo continuo capaz de medir la permeabilidad de manera directa. A pesar de que la permeabilidad depende de la continuidad del espacio poroso, no existe una relación directa entre la porosidad de la roca y su permeabilidad (Khan, 1989).

Para inferir parámetros petrofísicos, tales como permeabilidad, porosidad, saturación de agua y presión capilar, entre otros, a partir del análisis de registros de pozos o de otros datos de núcleo disponibles, se han utilizado tanto relaciones empíricas como aproximaciones estadísticas o teóricas (Finol *et al.*, 2001; Hurtado *et al.*, 2009). Balan *et al.* (1995) clasifican los métodos utilizados para inferir permeabilidad en tres clases: empíricos, estadísticos y medidas virtuales. En su estudio, comparan la habilidad para predecir permeabilidad aplicando modelos empíricos, tales como, los de Tixier (1949), Timur (1968), Coates & Dumanoir (1974) y Coates & Denoo (1981), con una regresión con múltiples variables y redes neuronales artificiales, este último enfoque es clasificado como una técnica de medida virtual. También se han empleado algoritmos basados en lógica difusa para inferir permeabilidad a partir de datos de porosidad de núcleo (Finol *et al.*, 2001; Hurtado *et al.*, 2009). Pape *et al.* (1999), basándose en la ecuación modificada de Kozeny-Carman y en un modelo fractal que toma en cuenta la geometría del espacio poroso, desarrollaron una expresión para determinar la permeabilidad en función de la porosidad, del exponente de cementación y de la dimensión fractal del espacio poral.

El modelo fractal del espacio poroso propuesto por Pape *et al.* (1987, 1999) ha sido utilizado para mejorar la interpretación de las distribuciones T1 y T2 de datos RMN (Resonancia Magnética Nuclear) empleados en la predicción de permeabilidad (Pape & Clauser 2009) para modelar numéricamente procesos de transporte hidrotermal (Niederau, 2014) y para representar el carácter heterogéneo de yacimientos petrolíferos, permitiendo así una representación más exacta del flujo a través de estos medios porosos (Altunbay *et al.*, 2014), entre otros.

En el presente estudio se enlaza el método de correlación de datos con las ecuaciones generales propuestas por Pape *et al.* (1999) para determinar valores de permeabilidad a partir de datos de porosidad, tanto de núcleos como de registros. Estas ecuaciones generales se particularizan para pozos ubicados, dos en los bloques Occidente-I y Occidente-III, Cuenca del Lago de Maracaibo, Venezuela, y uno en el campo Teapot Dome, cuenca Powder River, Estados Unidos.

Utilizando gráficos cruzados de permeabilidad versus porosidad, se trata de identificar la existencia de posibles patrones en el comportamiento del conjunto de datos analizado que pudieran mejorar el resultado de la inferencia, a partir de las ecuaciones particularizadas. Éstas, además, se comparan con algunos modelos empíricos usados en el cálculo de permeabilidad.

Con el fin de determinar el alcance de las ecuaciones obtenidas, se realiza una inferencia cruzada, aplicando las relaciones obtenidas en uno de los pozos del Lago de Maracaibo, y así calcular la permeabilidad en el pozo del campo Teapot Dome a partir de sus datos de porosidad.

METODOLOGÍA

Datos

Se analizaron datos de permeabilidad (κ) y porosidad (ϕ) medidos en núcleos de tres pozos designados como Occidente-Bloque I, Occidente-Bloque III y USA 48-X-28. Los pozos Occidente-Bloque I y Occidente-Bloque III están localizados en la cuenca del Lago de Maracaibo, Occidente de Venezuela. Geológicamente, el intervalo analizado en estos pozos corresponde a la Formación Misoa, de edad Eoceno Inferior y, más específicamente, al miembro de arenas "C" (figura 1). Este miembro se distingue por un contenido de arena que varía entre 70% y 80%. Estas arenas tienen un carácter macizo y están intercaladas con capas de lutitas no muy gruesas (Yoris & Ostos, 1997; Hernández, 2001; Hurtado *et al.*, 2009).

El pozo USA 48-X-28 está ubicado en Natrona, Wyoming, Estados Unidos, dentro del campo Teapot Dome, perteneciente a la cuenca Powder River. Estructuralmente, este campo corresponde a un anticlinal, el cual está profundamente atravesado por fallas normales y exhibe un extensivo fracturamiento en la cresta, cercano a la superficie (Raeuchle *et al.*, 2006; Cooper *et al.*, 2010). La zona geológica de interés en esta cuenca corresponde a la Formación Tensleep, de edad Pensilvaniense, la cual tiene una litología característica de areniscas cementadas por

dolomita, intercaladas con capas de dolomía (Anderson, 1987; Carr-Crabaugh & Dunn, 1996) (figura 2).

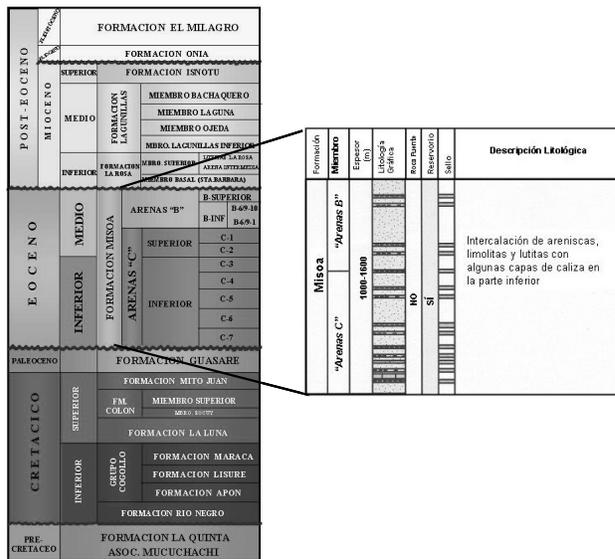


Figura 1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Lago de Maracaibo (modificada de Yoris & Ostos, 1997 y Hernández, 2001)

Los intervalos de profundidad, así como los rangos de porosidad y porosidad de núcleo analizados en cada pozo, se indican a continuación:

- Pozo Occidente-Bloque I: Intervalo de profundidad: 6912-7219 pies. Rango de porosidad: $4\% < \phi < 31\%$ (porosidad promedio: 22%). Rango de permeabilidad: $90 \text{ nm}^2 < \kappa < 9 \times 10^6 \text{ nm}^2$
- Pozo Occidente-Bloque III: Intervalo de profundidad: 13922-14458 pies. Rango de porosidad: $6\% < \phi < 18\%$ (porosidad promedio: 13%). Rango de permeabilidad: $10 \text{ nm}^2 < \kappa < 9 \times 10^5 \text{ nm}^2$
- Pozo USA 48-X-28: Intervalo de profundidad: 4524-5762 pies. Rango de porosidad: $2\% < \phi < 21\%$ (porosidad promedio: 10%). Rango de permeabilidad: $1 \text{ nm}^2 < \kappa < 3 \times 10^5 \text{ nm}^2$

Todos los pozos cuentan con registros de Rayos Gamma (GR) y los pozos Occidente-Bloque III y USA 48-X-28 tienen, además, registros de porosidad neutrón. Estos registros se utilizaron para calcular permeabilidad a partir de datos de porosidad de registros, usando la metodología propuesta, en un rango de profundidades más amplio al proporcionado por los datos de núcleos.

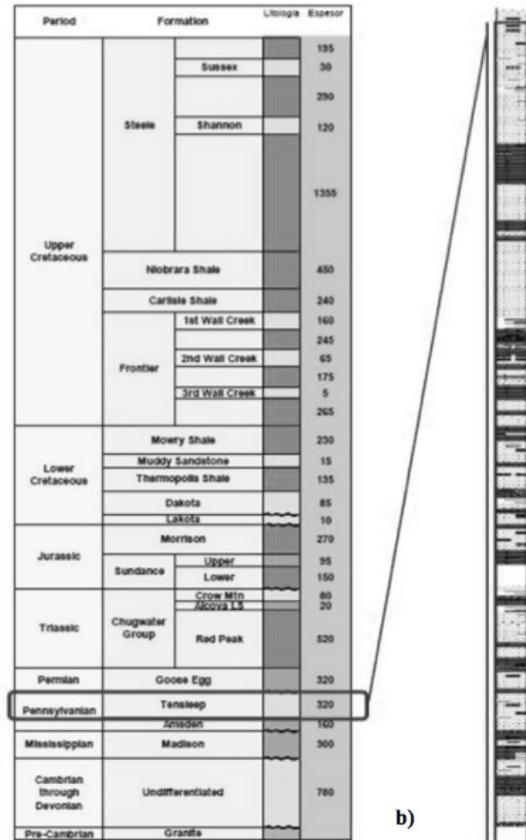
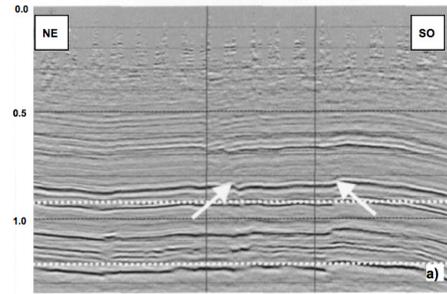


Figura 2. a) Sección sísmica arbitraria tomada, aproximadamente, a lo largo de la cresta del anticlinal, mostrando fallas normales, marcadas por flechas blancas, (tomado y modificado de Cooper et al., 2010) b) Columna estratigráfica generalizada del campo Teapot Dome con información de la descripción litológica del núcleo del pozo USA 48-X-28 (modificado de Anderson, 1987).

Modelos para el cálculo de permeabilidad

Modelo basado en Teoría Fractal

De acuerdo con Pape *et al.* (1987), el espacio poroso de las rocas está jerárquicamente estructurado sobre un amplio rango de escalas. Los autores proponen un modelo constituido por capilares cilíndricos, suaves pero tortuosos con un radio efectivo (r_{eff}) que permite el tránsito de fluidos, y por dos grupos de esferas suaves que representan los

granos y los poros con radio r_{grain} y r_{site} , respectivamente (Pape *et al.*, 1982, 1987). Este modelo se conoce como "Pigeon Hole". Específicamente, estos autores demuestran que la tortuosidad se comporta como un fractal y depende de la relación entre r_{eff} y r_{grain} , con un exponente que involucra la dimensión fractal, D . Con base a este modelo, la permeabilidad y el radio efectivo de los poros se pueden calcular suponiendo una estructura multifractal (Pape *et al.*, 1999, 2000). Así, basándose en la ecuación modificada de Kozeny-Carman y en el modelo "Pigeon Hole", y suponiendo una estructura multifractal para calcular el radio efectivo de poro, Pape *et al.* (1999) obtienen una ecuación generalizada para calcular permeabilidad a partir de datos de porosidad y valores del factor de formación.

La relación generalizada para determinar la permeabilidad (κ) como función de la porosidad (ϕ), el factor (exponente) de cementación (m) y la dimensión fractal (D), asociada con la geometría del espacio poroso, está dada por (Pape *et al.*, 1999):

$$\kappa = a\phi + b\phi^{\text{Exp}_1} + c(10\phi)^{\text{Exp}_2} \quad (\text{nm}^2) \quad (1)$$

donde:

$$\text{Exp}_1 = m \quad (2)$$

$$\text{Exp}_2 = m + \frac{2}{C_1(3-D)} \quad (3)$$

En la relación anterior, C_1 es una constante empírica que depende de la porosidad y es de la forma:

$$C_1 = 0.263\phi^{-0.2} \quad (4)$$

Con base en estudios experimentales, Pape *et al.* (1982, 1984, 1987) determinan que el valor típico para la dimensión fractal de una arenisca promedio es $D=2.36$. Hurtado *et al.* (2009) plantean una relación que permite obtener variaciones alrededor del valor de D para una arenisca promedio, a partir de valores de porosidad:

$$D = 3 + \frac{\log \frac{\phi}{0.534}}{0.391 \log \left(\frac{1}{2\phi} \right)} \quad (5)$$

En la ecuación 1, los parámetros a , b y c dependen de las características del área de estudio y deben ser calculados en cada caso. Pape *et al.* (1999) particularizaron esta ecuación para diferentes litologías, algunas de las cuales se indican a continuación:

- Para una arenisca promedio:

$$\kappa = 31\phi + 7463\phi^2 + 191(10\phi)^{10} \quad (\text{nm}^2) \quad (6)$$

- Para una arenisca tipo Rotliegend, la cual es una arenisca limpia que presenta altas permeabilidades a cualquier valor de porosidad:

$$\kappa = 155\phi + 37315\phi^2 + 630(10\phi)^{10} \quad (\text{nm}^2) \quad (7)$$

- Para areniscas arcillosas y para lutitas, obtienen las ecuaciones 8 y 9, respectivamente:

$$\kappa = 6.2\phi + 1493\phi^2 + 58(10\phi)^{10} \quad (\text{nm}^2) \quad (8)$$

$$\kappa = 0.1\phi + 26\phi^2 + (10\phi)^{10} \quad (\text{nm}^2) \quad (9)$$

En el presente trabajo se particularizará la ecuación fractal para calcular la permeabilidad, a partir de la porosidad, para cada uno de los pozos estudiados y se compararán los resultados en cada caso con los de las ecuaciones 6 a 9. En todos los casos se cuantifica la bondad del ajuste con el coeficiente de correlación r^2 entre los datos reales y los inferidos y calculando el valor del error cuadrático medio (RMSE) dado por:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n [(\log \kappa_{nuc_i} - \log \kappa_{pred_i})^2]}{N}} \quad (10)$$

donde N es el número de datos, κ_{nuc_i} es el i -ésimo valor de permeabilidad de núcleo y κ_{pred_i} es el i -ésimo valor de permeabilidad inferida.

Es importante acotar que, para calcular los parámetros de las ecuaciones fractales particularizadas para cada uno de los pozos del presente estudio, se utilizó el 50% del total de los pares disponibles de permeabilidad-porosidad de núcleos. Estos datos fueron seleccionados aleatoriamente, a partir de un código generado en MatLab, evitando, de esta forma, una distribución preferencial del conjunto de datos a lo largo de los pozos. Los datos de permeabilidad que se muestran finalmente en las gráficas se calcularon con las ecuaciones fractales obtenidas para el 100% de los datos de porosidad disponibles.

Modelos Empíricos

Los resultados obtenidos al particularizar la relación fractal general de Pape *et al.* (1999) para los pozos del presente estudio, se compararon con los derivados de la aplicación

de distintas relaciones empíricas. En particular se utilizaron las siguientes relaciones:

- Ecuación de Paris modificada (Pape *et al.* 1987, 1999):

$$\kappa = 0.332\phi^2(0.313Vsh)^{-3.11} \quad (nm^2) \quad (11)$$

- Ecuación de Zawisza (Zawisza, 1993):

$$\kappa = 45584\phi^{3.15}(1 - Swi)^2 \quad (nm^2) \quad (12)$$

- Ecuación de Timur (Timur, 1968):

$$\kappa = 0,33\left(\frac{\phi^{4.4}}{Swi^2}\right) \quad (nm^2) \quad (13)$$

En las relaciones anteriores, Vsh es el volumen de arcilla, ϕ es la porosidad y Swi es la saturación de agua irreducible, calculada mediante la siguiente ecuación empírica (Zawisza, 1993):

$$Swi = Vsh^{0.61}(1 - 2.5\phi)^{3.18} \quad (14)$$

Combinando las ecuaciones 12 y 14 se tiene:

$$\kappa = 45584\phi^{3.15}\left(1 - \frac{[2Vsh^{0.61}(1 - 2.5\phi)^{3.18}]}{[Vsh^{1.22}(1 - 2.5\phi)^{6.36}]}\right)(nm^2) \quad (15)$$

Cálculo de radios de apertura de poros

Para tratar de caracterizar el espacio poroso se utilizaron las ecuaciones empíricas obtenidas por Pittman (1982), las cuales permiten obtener una distribución de radios de apertura de poros r calculados a partir de datos de porosidad y permeabilidad de núcleo. Los radios de apertura de poro que se obtienen con estas ecuaciones, corresponden a valores de saturación percentil de mercurio que van desde

10% hasta 75%, en incrementos de cinco. A partir de estos valores se calcula la presión capilar como:

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r} \quad (16)$$

donde σ es la tensión superficial del mercurio, θ es el ángulo de contacto entre el mercurio y el material, y r es el radio de garganta poral. Los valores de σ y θ son 0,50 joules/m² y 140°, respectivamente.

RESULTADOS

Relaciones Fractales

Los valores promedio de la constante C_f y de la dimensión fractal D fueron obtenidos a partir de las ecuaciones 4 y 5, respectivamente. Los valores correspondientes a los exponentes de cementación se calcularon, para los pozos Occidente-Bloque III y Occidente-Bloque I, aplicando la ecuación de Archie (Rider, 1996) que relaciona el factor de formación con la porosidad:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (17)$$

Los valores obtenidos se reportan en la tabla 1. En el pozo USA 48-X-28 se utilizó un valor teórico de $m=2$ y $a = 0,61$, correspondientes con el tipo de litología del área (Rider, 1996), ya que no se disponía de datos para su determinación. A partir de una regresión múltiple, utilizando el 50% de los pares permeabilidad-porosidad, tomados aleatoriamente, como datos de entrada, se calcularon los coeficientes a , b y c en la ecuación 1 para cada pozo. Finalmente, se obtuvieron las relaciones particularizadas que se presentan en la tabla 1, para inferir permeabilidad (ecuaciones 18, 19 y 20, para los pozos Occidente-Bloque III, Occidente-Bloque I y USA 48-X-28, respectivamente). A continuación, se desglosan los resultados para cada uno de los pozos.

Tabla 1. Valores de C_f , D promedio y m y ecuaciones fractales para el cálculo de permeabilidad para cada pozo estudiado

Pozo	C_f	D	m	Ecuación fractal particularizada para el cálculo de κ
Occidente- Bloque III	0,34	2,34	1,86	$\kappa = 2.3 * 10^{-3}\phi + 5.7 * 10^5\phi^{1.86} + 2.6 * 10^4(10\phi)^{8.7}$ (18)
Occidente-Bloque I	0,36	2,31	1,7	$\kappa = 18.6\phi + 4478\phi^{1.7} + 124.5(10\phi)^{9.83}$ (19)
USA 48-X-28	0,41	2,33	2,0	$\kappa = 1550\phi + 3.73 * 10^5\phi^2 + 6300(10\phi)^{9.28}$ (20)

En la figura 3 se muestra el gráfico de valores de permeabilidad versus porosidad de núcleo para el pozo Occidente-Bloque III. En esta misma gráfica se incluyen las curvas asociadas a las ecuaciones 6 a 9 y la curva asociada

a la ecuación particularizada del pozo (ecuación 18). En la figura 3 se puede observar una clara separación de los datos de núcleo en dos grupos con tendencias distintas. Un valor de porosidad de aproximadamente 8% marca el

límite entre ambas tendencias. Para valores de ϕ mayores a 8%, se tienen permeabilidades altas, mayores a 10^3 nm^2 . Valores de permeabilidad inferiores a 10^2 nm^2 se asocian a porosidades menores a 8%. El grupo de datos con valores de ϕ mayores a 8% corresponde a arenas menos arcillosas que, en el registro de rayos gamma, presentan menor radioactividad que el grupo con valores de ϕ menores a 8%. Esto se puede observar en la figura 4, donde se presenta el registro GR y los datos de porosidad de núcleo en función de la profundidad para el pozo Occidente-Bloque III.

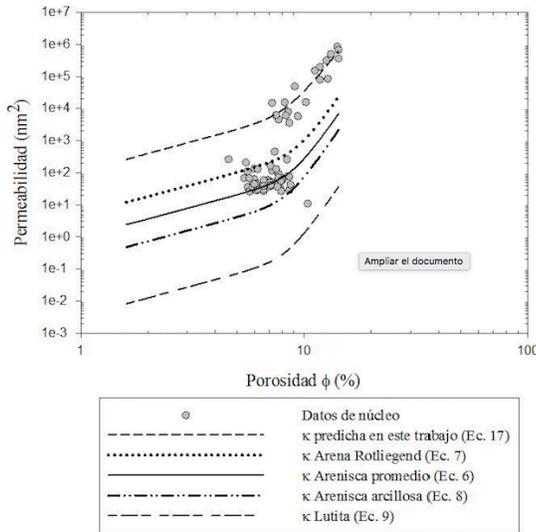


Figura 3. Gráfico log-log de permeabilidad versus porosidad de datos de núcleo del Pozo Occidente-Bloque III. Se muestra la ecuación fractal particularizada para este pozo junto con las obtenidas para otras litologías por Pape *et al.* (1999)

En el gráfico de la figura 3, la curva correspondiente a la ecuación particularizada para este pozo (ecuación 18) se ajusta, básicamente, a la tendencia de los valores altos de porosidad-permeabilidad. En el gráfico esta curva se ubica por encima del resto, siendo la curva asociada a lutitas (ecuación 9) la que marca el límite inferior de las tendencias observadas. El conjunto de datos asociados a ϕ menores a 8%, aunque más numeroso, no domina la tendencia de la curva de la ecuación 18. Este grupo, por el contrario, se encuentra representado por la curva que corresponde a una arenisca promedio (ecuación 6).

Lo anterior concuerda con la litología para este pozo (figura 4) que, en el intervalo estudiado, comprende areniscas masivas con intercalación de capas de lutitas. Es importante indicar que los datos de entrada (50%) para obtener los valores de los parámetros de las ecuaciones, se seleccionaron aleatoriamente. Una verificación posterior de éstos muestra que se distribuyen a lo largo de todo el pozo,

sin que exista un mayor número de datos representando una u otra tendencia (figura 4).

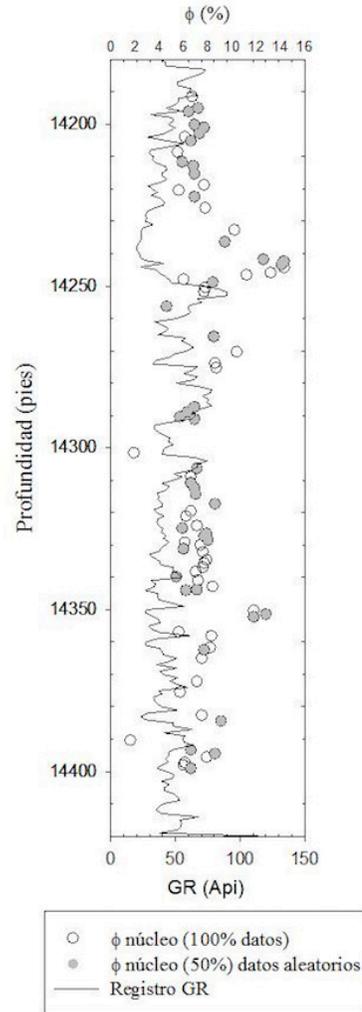


Figura 4. Pozo Occidente-Bloque III: Registro GR y porosidad medida en núcleos (se indican también los datos aleatorios utilizados)

El agrupamiento de datos en dos tendencias, separadas por un valor promedio de 8% de porosidad, ha sido descrito previamente en muestras de la arenisca Fontainebleau, Francia, por Bourbiere & Zinszner (1985). Las areniscas Fontainebleau se caracterizan por ser muy limpias, compuestas de 100% de cuarzo, bien escogidas y con un tamaño de grano de alrededor de $250 \mu\text{m}$. De acuerdo con Pape *et al.* (1999), los rangos observados en la arenisca Fontainebleau obedecen a dimensiones fractales distintas. En el caso de porosidades mayores al 8%, estos autores plantean una dimensión fractal con un valor alrededor de 2, que caracteriza a granos de cuarzo suaves y redondeados. De acuerdo con la distribución estrecha y simétrica de radios de poros obtenida por Bourbiere & Zinszner (1985), Pape

et al. (1999) plantean que el modelo fractal consistiría, en este caso, de una sola generación de “huecos de paloma” o Pigeon holes, como en el caso de un modelo de capilaridad simple. Los modelos de capilaridad relativamente simples consisten de un conjunto o haz de capilares suaves o de un empaquetamiento de esferas suaves, en los cuales la permeabilidad varía con la porosidad elevada al cubo. Para porosidades menores a 8%, la distribución de radios de poros encontrada por Bourbiere & Zinszner (1985) es más amplia y se propone un modelo fractal con una dimensión mayor a 2. En este caso, procesos diagenéticos habrían generado un espacio poral fractal similar al de las areniscas promedio.

En el caso del pozo Occidente-Bloque III, el comportamiento observado indicaría, de forma equivalente a la arena Fontainebleau, dos rangos de comportamiento fractal distintos que podrían obedecer a la existencia de areniscas más o menos limpias. A partir del registro GR y usando las ecuaciones 21 y 22, se calcularon, para este pozo, el Índice Gamma Ray (IGR) y el volumen de arcilla (Vsh) para formaciones terciarias (VshAT), de acuerdo al modelo de Larionov (Khan, 1989), respectivamente:

$$IGR = \frac{GR_{medido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (21)$$

$$VshAT = 0.083 * ((2^{(3.7 * IGR)}) - 1) \quad (22)$$

En las relaciones anteriores, GR_{medido} es la lectura de rayos gamma de la formación, GR_{min} es el valor mínimo leído (arena limpia o carbonato) y GR_{max} es el valor máximo leído (lutitas). En la figura 5 se presenta un gráfico cruzado de valores de $VshAT$ versus porosidad de núcleo. En este gráfico se observa, claramente, que los valores de porosidad mayores a 8% están asociados a valores de Vsh en su mayoría menores a 0,2, los cuales corresponden justamente a areniscas menos arcillosas. De acuerdo con Pape *et al.* (1999) se esperaría una dimensión fractal promedio menor para areniscas menos arcillosas y, por tanto, un modelo fractal más simple para porosidades mayores a 8%. Es importante destacar que en el pozo Occidente-Bloque III los grupos se encuentran más distantes en permeabilidad que lo observado para las muestras de Fontainebleau por Bourbiere & Zinszner (1985).

En la figura 6 se muestran las curvas de presión capilar en función de la saturación percentil de mercurio obtenidas en el pozo Occidente-Bloque III, para varias muestras representativas; en el eje de la derecha se muestra el radio de garganta poral en micrómetros (μm). Se observa un

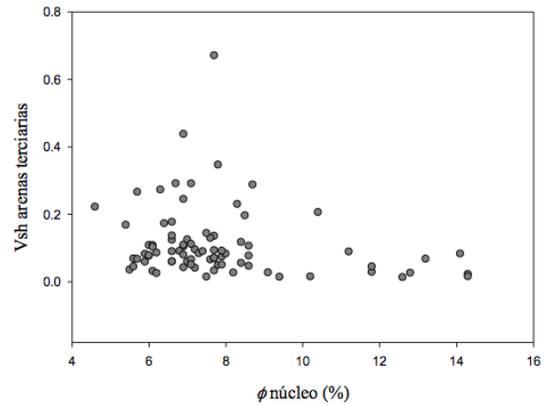


Figura 5. Gráfico cruzado de valores de Vsh calculado para arenas terciarias ($VshAT$) versus porosidad, Pozo Occidente-Bloque III

comportamiento distinto de las curvas marcado por una porosidad de alrededor de 8% y que sustenta la posible existencia de dos tipos de comportamiento fractal. De hecho, las muestras con valores de porosidad menores a 8% tienen valores de radios de apertura entre 0,05 y 0,8 μm , aproximadamente, correspondientes a rangos de nano a meso, concordantes con una litología de areniscas más arcillosas. Para valores de porosidad mayores a 8%, los radios de garganta están entre 3 y 20 μm , lo que corresponde a tamaños de poros macro a mega, y esto concuerda con el hecho de que, para estos valores de porosidad, las areniscas son menos arcillosas, de acuerdo a lo descrito previamente.

Esta figura muestra también una distribución de radios de garganta poral menos amplia y con valores de radios mayores para porosidades por encima de 8%. Esto coincide, nuevamente, con la distribución obtenida para la arenisca Fontainebleau por Bourbiere & Zinszner (1985) e indica un modelo más simple de capilaridad en este rango de porosidades para el pozo Occidente-Bloque III.

En la figura 7a se comparan los datos de permeabilidad de núcleo con los resultados obtenidos utilizando las curvas que ajustan cada tendencia de datos (ecuaciones 6 y 18). Los valores de r^2 y $RMSE$ obtenidos al inferir con la ecuación particularizada 18 se presentan en la tabla 2.

La existencia de estas dos tendencias bien definidas llevó a realizar un reconocimiento de patrones discriminando alrededor de un valor de 8% de porosidad, para calcular, dependiendo del valor de porosidad ϕ , los valores de permeabilidad de acuerdo a la ecuación de predicción que mejor describe la tendencia en cada caso.

De esta manera, se obtuvo una curva única de predicción, como se observa en la Figura 7b. Esta curva de permeabilidad

predicha muestra una excelente correlación con los valores de permeabilidad de núcleo usados como referencia, indicado además por el bajo valor de *RMSE* obtenido en este caso en comparación con el *RMSE* correspondiente a la inferencia sólo con la ecuación 18 (tabla 2).

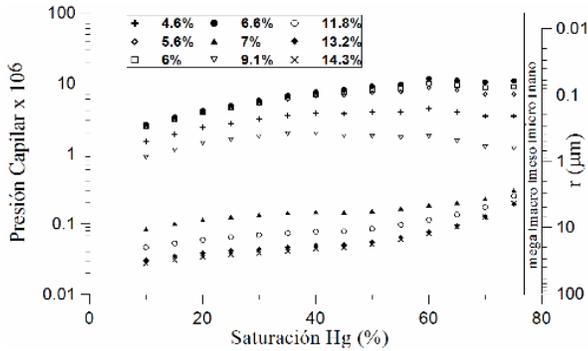


Figura 6. Curvas de presión capilar versus saturación percentil de mercurio, obtenidas a partir de los radios de garganta poral calculados con las relaciones empíricas de Pittman (1982) para muestras representativas del Pozo Occidente-Bloque III. El eje vertical de la derecha corresponde al radio de garganta poral en micrómetros (μm)

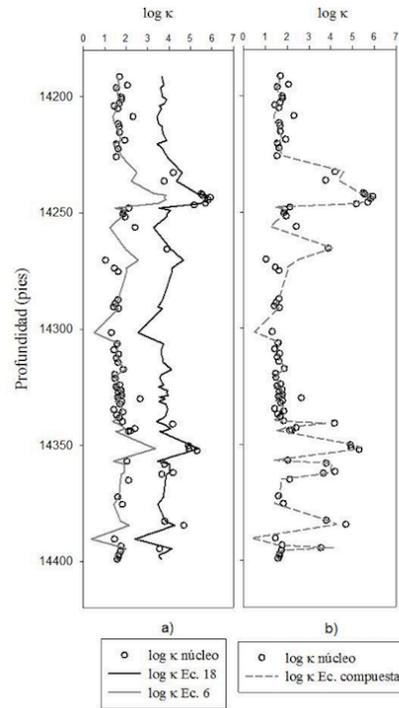


Figura 7. Pozo Occidente-Bloque III: a) logaritmo de la permeabilidad de núcleo, permeabilidad obtenida con la ecuación 18 y permeabilidad obtenida con la ecuación 6; b) logaritmo de permeabilidad de núcleo y de la permeabilidad predicha combinando las ecuaciones 6 y 18 (Ecuación compuesta)

Tabla 2. Valores de *RMSE* y r^2 de la predicción de permeabilidad para los pozos estudiados. Se muestran los valores para las ecuaciones particularizadas y los correspondientes a la combinación de reconocimiento de patrones y ecuación fractal.

Pozo	Ecuación particularizada		Inferencia Fractal-Discriminación por patrones	
	RMSE (nm^2)	r^2	RMSE (nm^2)	r^2
Occidente- Bloque III	0,22	0,85	0,01	0,85
Occidente-Bloque I	0,02	0,13		
USA 48-X-28	0,26	0,71	0,02	0,71

En la figura 8 se muestra el gráfico de valores de permeabilidad versus porosidad de núcleo para el pozo Occidente-Bloque I. En esta misma gráfica se incluyen las curvas asociadas a las ecuaciones 6 a 9 y la curva asociada a la ecuación particularizada de este pozo (ecuación 19). La curva de la ecuación 19 se encuentra entre las curvas de arenisca promedio y de arenas arcillosas, lo que se corresponde con la litología del intervalo. Este intervalo está compuesto por arenas intercaladas con delgadas capas de lutita (Cestari, 2004). La roca característica es una arenisca, predominantemente de color gris claro, con granos de tamaño medio, fino y muy fino, que se van afinando hacia el tope de la sección. Existe una abundante presencia

de nódulos arcillíticos, láminas de materia orgánica carbonosa, láminas de arcilla y en menor cantidad se presenta moscovita (Cestari, 2004). Todos estos elementos aumentan el contenido de material arcilloso dentro de la sección, por lo cual la curva de ajuste se acerca más hacia una arena arcillosa que a una arenisca pura o limpia. En este caso, no existe un agrupamiento de los datos en patrones distintos, como lo observado en el caso anterior, y la curva de la ecuación particularizada describe bien la tendencia observada en todos los datos. Se estaría, entonces, en presencia de un único modelo fractal que describe el comportamiento en todo el rango de porosidad medido.

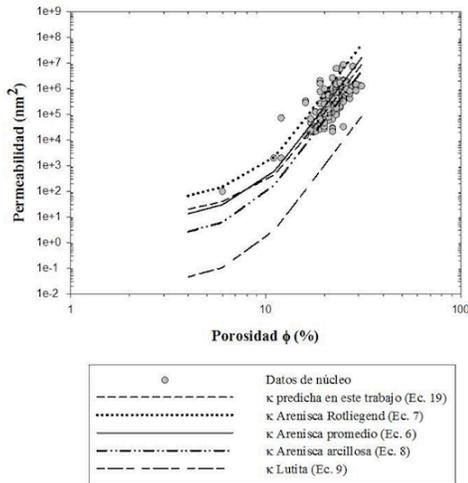


Figura 8. Gráfico log-log de permeabilidad versus porosidad de datos de núcleo del Pozo Occidente-Bloque I. Se muestra la ecuación fractal particularizada para este pozo junto con las obtenidas para otras litologías por Pape et al. (1999)

En la figura 9a se presenta el registro GR y los datos de porosidad de núcleo en función de la profundidad para el pozo Occidente-Bloque I. En la figura 9b se observa que la curva de permeabilidad particularizada (ecuación 19) muestra valores anómalos (picos) que se alejan de los valores de referencia. Sin embargo, de manera general, se sigue bien los valores de permeabilidad de núcleo. Los valores de r^2 y $RMSE$ obtenidos (tabla 2) indican un buen ajuste.

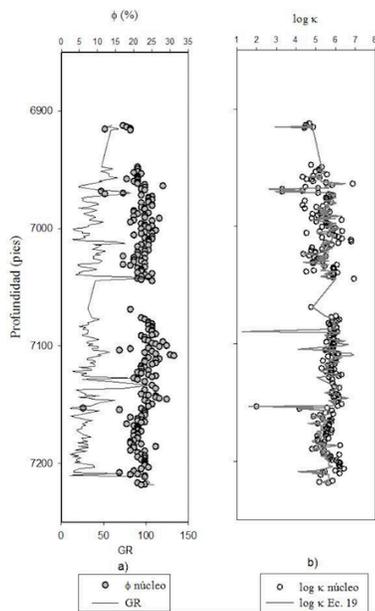


Figura 9. Pozo Occidente-Bloque I: a) Registro GR y porosidad medida en núcleos; b) logaritmo de permeabilidad de núcleo, y permeabilidad predicha por la ecuación particularizada para este pozo (Ecuación 19)

Para este pozo también se obtuvo la distribución de radios de apertura de poros utilizando las ecuaciones empíricas de Pittman (1982). En la figura 10 se muestran las curvas de presión capilar en función de la saturación percentil de mercurio para varias muestras representativas. El eje a la derecha en la figura corresponde al radio de apertura poral en micrómetros (μm). En este caso se observa un comportamiento distinto para la muestra con porosidad de 6% que tiene radios de garganta de poros sólo en el rango micro. Sin embargo, las curvas de capilaridad de todas las muestras estudiadas abarcan los rangos de micro a mega (entre 0,14 y 20 μm), incluyendo la muestra con 6%, la única con porosidad inferior a 8%. No se observa la existencia clara de rangos totalmente disjuntos de radio poral, como ocurre en el pozo Occidente-Bloque III. De acuerdo a esto, no es posible identificar en Occidente-Bloque I más de un modelo de comportamiento fractal asociado a rangos disjuntos de r . Es importante destacar que la existencia de un único modelo de comportamiento fractal es lo que suele encontrarse en la mayoría de las litologías que van en un rango desde arenas promedio a lutitas consolidadas y no-consolidadas; el comportamiento del pozo Occidente-Bloque III ha sido observado sólo en el caso de arenas muy poco arcillosas, como la de Fontainebleau (Pape et al., 1999).

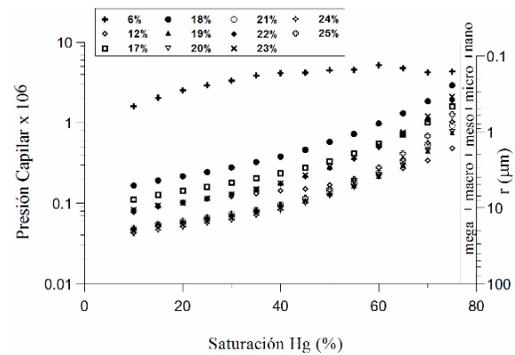


Figura 10. Curvas de presión capilar versus saturación percentil de mercurio, obtenidas a partir de las relaciones empíricas de Pittman (1982) para muestras representativas del Pozo Occidente-Bloque I. El eje vertical de la derecha corresponde al radio de garganta poral en micrómetros (μm)

En la figura 11 se muestra el gráfico de valores de permeabilidad versus porosidad de núcleo para el pozo USA 48-X-28. De forma análoga a los pozos anteriores, se compara la curva de la ecuación particularizada del pozo (ecuación 20) con las curvas de las ecuaciones 6 a 9. En este pozo, al igual que para el pozo Occidente-Bloque III, es clara la existencia de dos tendencias en el conjunto de datos de núcleo separadas, en ambos pozos, por un valor

de porosidad de aproximadamente 8%. La curva de la ecuación 20 que representa la tendencia de la mayoría de los datos de núcleo se encuentra por encima del resto de las curvas correspondientes a las ecuaciones 6 a 9. Esto concuerda con la litología del pozo, ya que este conjunto de datos corresponde a arenas limpias que adicionalmente se encuentran fracturadas, lo cual aumenta la permeabilidad del intervalo. El resto de los puntos están bien representados por la curva de la arenisca promedio (ecuación 6).

En la figura 12a se presenta el registro GR y los datos de porosidad de núcleo en función de la profundidad para este pozo. En la figura 12b se observa un comportamiento similar al observado en la figura 7a del pozo Occidente-Bloque III; es decir, dos grupos en los datos que sugieren dos rangos de comportamiento fractal distinto asociados a areniscas más o menos limpias. Nuevamente, se hizo una discriminación de patrones con base a las tendencias presentes en este pozo para obtener una curva de predicción única (figura 12c). Los valores de $RMSE$ obtenidos usando sólo la ecuación 20 y la combinación de las ecuaciones 6 y 19, en términos de una discriminación de patrones, indican una mejoría en la inferencia de valores de permeabilidad en este último caso (tabla 2).

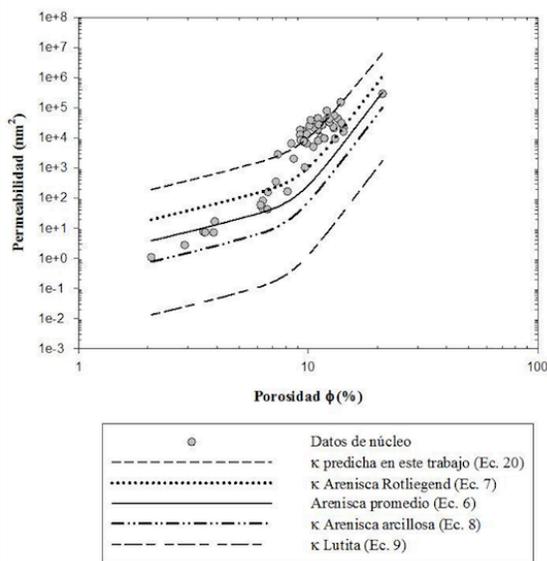


Figura 11. Gráfico log-log de permeabilidad versus porosidad de datos de núcleo del Pozo USA 48-X-28. Se muestra la ecuación fractal particularizada para este pozo junto con las obtenidas para otras litologías por Pape et al. (1999)

Dado que el pozo USA 48-X-28 tiene registro de porosidad neutrón, se trató de verificar el alcance de la inferencia fractal en el cálculo de permeabilidad en la totalidad del pozo ya que, como se indicó anteriormente, el registro tiene valores de porosidad en un rango de profundidades más

amplio al que abarcan los datos de núcleos.

En la figura 13a se muestran los valores de porosidad medida en núcleos y el registro de porosidad neutrón en función de la profundidad. Como se observa hay una buena correlación entre los datos de porosidad de registro y los de núcleo. Se utilizó, entonces, el registro de porosidad neutrón para obtener la permeabilidad en todo el rango de profundidad empleando la ecuación 6, la ecuación 20 y su combinación por rangos de porosidad. Los valores de permeabilidad calculados ajustan bien a los valores de permeabilidad medidos en núcleos en el rango en el que se dispone de estos datos (figura 13b). En particular, los valores de permeabilidad obtenidos a partir de la discriminación en dos grupos o patrones (figura 13c) tienen una excelente correlación con los datos de permeabilidad de núcleo ($RMSE=0,05 \text{ nm}^2$).

Los resultados hasta ahora obtenidos indican una inferencia con bajo error de predicción de datos de permeabilidad a partir de valores de porosidad, tanto de núcleo como de registro, utilizando ecuaciones de naturaleza fractal particularizadas para cada uno de los pozos estudiados. En efecto, el cociente entre los valores de $RMSE$ obtenidos y los valores de κ mínimos y máximos medidos en los pozos indican un error de inferencia menor al 10%.

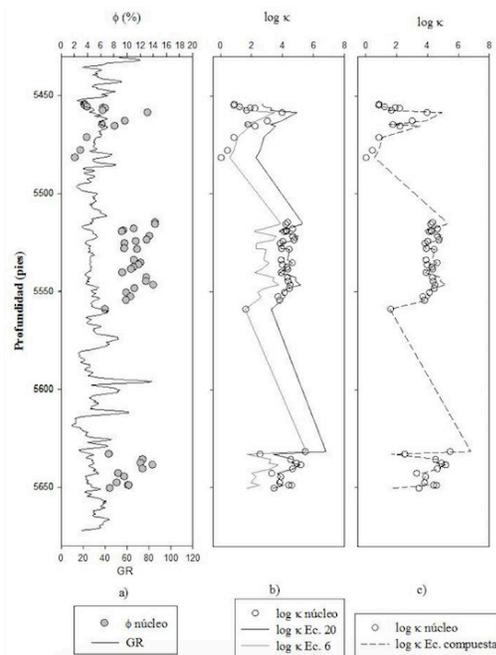


Figura 12. Pozo USA 48-X-28: a) Registro GR y porosidad medida en núcleos; b) logaritmo de la permeabilidad de núcleo, permeabilidad obtenida con la ecuación 20 y con la ecuación 6; c) logaritmo de permeabilidad de núcleo y permeabilidad predicha combinando las ecuaciones 6 y 20 (ecuación compuesta)

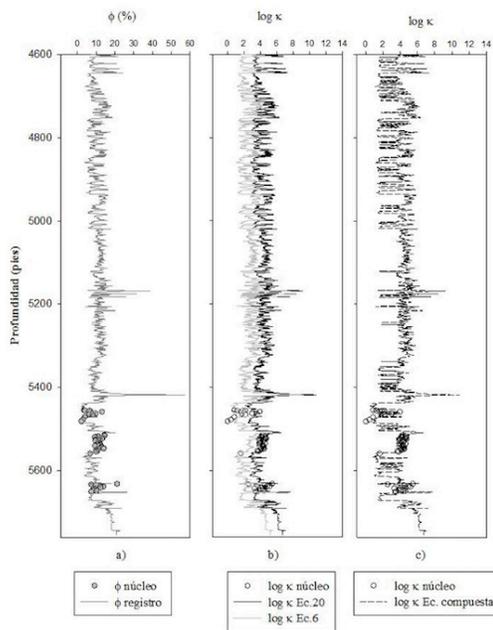


Figura 13. Pozo USA 48-X-28: a) Registro GR y porosidad medida en núcleos; b) logaritmo de la permeabilidad de núcleo, permeabilidad obtenida con la ecuación 20 y con la ecuación 6; c) logaritmo de permeabilidad de núcleo y permeabilidad predicha combinando las ecuaciones 6 y 20 (ecuación compuesta)

Modelos Empíricos

Los modelos empíricos expresados en las ecuaciones de la 11 a la 15 se utilizaron en cada uno de los pozos estudiados. Los resultados obtenidos en los tres pozos fueron similares a los que se describen a continuación para el pozo USA 48-X-28, en términos de ajuste.

En la figura 14 se presentan los resultados para el pozo USA 48-X-28. Como se observa, las ecuaciones empíricas de Paris (figura 14a), Zawisza (figura 14b) y Timur (figura 14c), en particular las dos últimas, no logran predecir completamente los valores de permeabilidad para el pozo USA 48-X-28 y no mejoran los resultados obtenidos utilizando las ecuaciones de naturaleza fractal para este pozo, en particular la resultante del análisis de patrones o grupos (figura 12c).

Inferencia Cruzada

Finalmente se realizó un análisis cruzado, utilizando la ecuación fractal obtenida en el pozo Occidente-Bloque III del Lago de Maracaibo, a partir de una discriminación previa en términos de grupos o patrones asociados a la porosidad, para calcular permeabilidad en el pozo USA 48-X-28 del campo Teapot Dome a partir de datos de porosidad

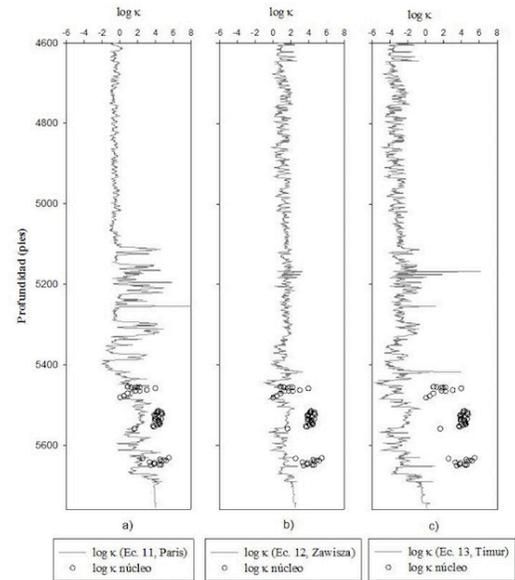


Figura 14. Pozo USA 48-X-28: permeabilidad de núcleo y permeabilidad calculada usando a) la relación de Paris (ecuación 11); b) la relación de Zawisza (ecuación 12); c) la relación de Timur (ecuación 13)

de registro (ϕ neutrón). Esto se hizo, como se indicó anteriormente, con el propósito de verificar el alcance de las ecuaciones y del método propuesto de discriminación en rangos de porosidades. Como se puede observar en la figura 15, los valores inferidos utilizando la ecuación compuesta del pozo Occidente-Bloque III en el pozo USA 48-X-28 se ajustan bien a los obtenidos utilizando las ecuaciones particularizadas de este último pozo, lo cual se refleja en los valores de *RMSE* (0,05 nm² en ambos casos).

Los resultados sugieren la posibilidad de poder aplicar la ecuación calibrada en una cuenca a otra, con características litológicas cercanas aunque no iguales, como es el caso de los pozos Occidente-Bloque III y USA 48-X-28 que se caracterizan por la presencia de un alto contenido de arena y de intercalaciones de arenisca con capas de lutita e intercalaciones de arenisca con capas de dolomía, respectivamente.

Conclusiones

El uso de ecuaciones de naturaleza fractal particularizadas para cada uno de los pozos estudiados permitió la inferencia de valores de permeabilidad en todo el rango de profundidad analizado con un error menor al 10%. Las ecuaciones empíricas generalmente utilizadas para este tipo de inferencia y probadas en el presente estudio no logran mejorar la predicción obtenida con las relaciones fractales particularizadas. Más allá de una buena inferencia, la

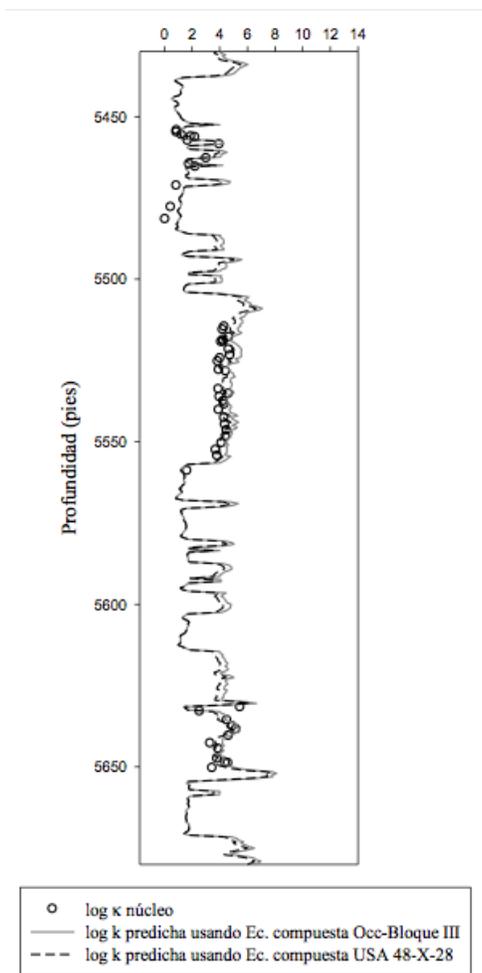


Figura 15. Pozo USA 48-X-28: Permeabilidad de núcleo e inferida, usando como entrada el registro de porosidad neutrón) del pozo USA 48-X-28, y las ecuaciones compuestas obtenidas para este pozo y para el pozo Occidente-Bloque III

utilización de ecuaciones de naturaleza fractal contribuyó a caracterizar el espacio poral de los pozos estudiados. Los resultados indican que las características litológicas y de distribución de radios de gargantas de poro pueden determinar la existencia de más de un modelo fractal en un pozo. En el caso de dos de los pozos analizados los resultados indican la existencia de dos rangos de comportamiento fractal distinto, marcado por un límite de porosidad de alrededor de 8%. Las curvas de capilaridad empíricas obtenidas sustentan la existencia de comportamientos fractales distintos en los pozos analizados. Finalmente, tomando en cuenta estas características y similitudes litológicas, es posible realizar inferencias cruzadas utilizando ecuaciones fractales particularizadas, obtenidas de un conjunto de datos en pozos que no cuenten con esta información.

REFERENCIAS

- ALTUNBAY, M.M., CIVAN, F., WORTHINGTON, P.F., AZIZ, S.B. (2014). Parity in Rock Typing for Geology, Petrophysics, and Engineering by Tackling Interconnectivity with Fractal Leaky-Tubes Description, Search and Discovery Article #41455; pp. 1-11
- ANDERSON, T. (2013). History of Geologic Investigations and Oil Operations at Teapot Dome, Wyoming. Search and Discovery Article #20215, AAPG/Datapages, Inc.; pp. 1-28
- ANDERSON, T. (2013). History of Geologic Investigations and Oil Operations at Teapot Dome, Wyoming. Search and Discovery Article #20215, AAPG/Datapages, Inc.; pp. 1-28
- BALAN B., MOHAGHEGH, S., AMERI, S. (1995). State of the Art in Permeability Determination from Well Log Data: Part 1- A Comparative Study, Model Development. Paper SPE 30978 presented at the SPE Eastern Regional Meeting, Morgantown, West Virginia; pp. 17-21
- BIGELOW, E. L. (1995) Introduction to Wireline Log Analysis. Houston, TX: Western Atlas International; 1-312
- BOURBIE, T., & ZINSZNER, B. (1985). Hydraulic and acoustic properties as a function of porosity in Fontainebleau sandstone. J. Geophys. Res., 90; pp. 11524-11532
- CARR-CRABAUGH, M., & DUNN, T. L. (1996). Reservoir heterogeneity as a function of accumulation and preservation dynamics, Tensleep Sandstone, Bighorn and Wind River Basins, Wyoming. En M. W. Longman and M. D. Sonnenfeld (eds.), Paleozoic Systems of the Rocky Mountain Region: Rocky Mountain Section, Tulsa; pp. 305-320
- CESTARI, J. (2004). Evaluación del pozo VLA -1460/ Yacimiento C-6-X de la Unidad de Exploración LAGOMAR. Universidad Simón Bolívar, Tesis de Grado Ingeniería Geofísica, Caracas-Venezuela
- COATES, G.R., & DUMANOIR, J.L. (1974). A New Approach to Improved Log-Derived Permeability. The Log Analyst, January-February; pp. 17
- COATES, G.R., & DENO, S. (1981). The Producibility Answer Product. Schlumberger Technical Review, 29(2); pp. 55-63
- COOPER, S.P., HART, B., LORENZ, J.C., GOODWIN, L.B.,

- MILLIKEN, M. (2010). Outcrop and Seismic Analysis of Natural Fractures, Faults and Structure at Teapot Dome, Wyoming. Fifty Third Field Conference Wyoming Geological Association Guidebook. pp., 63-74
- FINOL, J., GUO, Y., JING, X. (2001). A rule based fuzzy model for the prediction of petrophysical rock parameters. *Journal of Petroleum, Science and Engineering*, 29; pp. 97–113
- HERNÁNDEZ, R. (2001). Interpretación y definición del marco sísmico estructural 3D, área VLA-206, Formación Guasare, Bloque I, U:E: Lagomar. Trabajo de Grado. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Caracas – Venezuela
- HURTADO, N., ALDANA, M., TORRES, J. (2009). Comparison between neuro-fuzzy and fractal models for permeability prediction. *Computational Geosciences*, 13(2); pp. 181-186
- KHAN, M.N. (1989). Introduction to Wireline Log Interpretation. Islamabad, Pakistan: Oil and Gas Development Corporation (OGDCL)
- NIEDERAU, J. (2014). Calibration of a Fractal Model Relating Porosity to Permeability and its use for Modeling Hydrothermal transport processes in the Perth Basin, Australia. *Energy Procedia*. 59; pp. 293 – 300
- PAPE, H., RIEPE, L., SCHOPPER, J. (1982). A Pigeon-Hole model for relating permeability to specific surface. *The Log Analyst*. 23(1); pp. 5-13
- PAPE, H., RIEPE, L., SCHOPPER, J. (1984). The role of fractal quantities, as specific surface and tortuosities, for physical properties of porous media. *Particle Characterization*. 1; pp. 66–73
- PAPE, H., RIEPE, L., SCHOPPER, J. (1987). Theory of self-similar network structures in sedimentary and igneous rocks and their investigation with microscopical and physical methods. *Journal of Microscopy*. 148; pp. 121–147
- PAPE, H., CLAUSER, C., IFFLAND, J. (1999). Permeability prediction based on fractal pore-space geometry. *Geophysics*, 64(5); pp. 1447-1460
- PAPE, H., CLAUSER, C., IFFLAND, J. (2000). Variation of Permeability with Porosity in Sandstone Diagenesis Interpreted with a Fractal Pore Space Model. *Pure and Applied Geophysics*. 157; pp. 603-619
- PAPE, H. & CLAUSER, C., (2009). Improved Interpretation of Nuclear Magnetic Resonance T1 and T2 Distributions for Permeability Prediction: Simulation of Diffusion Coupling for a Fractal Cluster of Pores. *Pure and Applied Geophysics*. 166 (5); pp 949-968
- PITTMAN, E.D. (1982). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *AAPG Bulletin*. 76; pp. 191-198
- RAEUCHLE, S., FERNANDO, D., DUFFEY, E., TALBERT, R. (2006). New Potential in an Existing Giant Field: Teapot Dome, Wyoming, *Search and Discovery*, Article #20031
- RIDER, M. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Caithness: Whittles Publishing
- TIMUR, A. (1968). An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relationship for sandstone reservoirs. *The Log Analyst*. 9(4); pp. 8-17
- TIXIER, M.P. (1949). Evaluation of Permeability From Electric-Log Resistivity Gradients. *Oil & Gas J*. 113
- YORIS, F. & OSTOS, M. (1997). *Geology of Venezuela: General Geology and Oil Basins*. In Singer, J. (Eds.), WEC 1997 Well Evaluation Conference. Schlumberger - Surencó, C.A.; Texas: Jolley Printing (1ra. Ed. English); Chapt. 1, 1 - 17 ; 24 -44
- ZAWISZA, L. (1993). Simplified method of absolute permeability estimation of porous beds. *Archives of Mining Sciences*. 38; pp. 342-352

