

Medios porosos como distribuciones de probabilidad

Germán Jesús Galindo Castillo
Fernando Samaniego Verduzco
 Facultad de Ingeniería, UNAM
pexfsamaniegov01@pemex.com

Información del artículo: Recibido: febrero de 2015-aceptado: abril de 2015

Resumen

Los materiales porosos, ya sean naturales o artificiales, tienen una estructura porosa aleatoria. De hecho, la estructura de estos materiales sólo puede describirse en términos estadísticos. A través de este enfoque es posible entender el flujo mediante estos materiales, en términos macroscópicos. Pero para estudiar todas las cavidades porosas del medio a un nivel microscópico se requiere una gran cantidad de variables, las cuales involucran una gran complejidad, razón por la cual es preferible trabajar considerando las cavidades porosas como variables aleatorias.

Una variable aleatoria se puede representar como una función de distribución de probabilidad, con fin de predecir los resultados posibles de un experimento o evento futuro. Se emplea para predecir la incertidumbre en los resultados que se obtendrán, al emplear información incompleta, o bien, cierta incertidumbre inducida por los datos debido a su propia naturaleza, como puede ser la medición de la porosidad y permeabilidad en la inmensidad y heterogeneidad de un yacimiento. El significado que podrían tener estos resultados no forma parte de la teoría de probabilidad, sino una interpretación física de los resultados obtenidos. El trabajo que se presenta a continuación trata precisamente sobre la interpretación física de estos resultados.

Palabras clave: Medios porosos fracturados, permeabilidad, porosidad, yacimientos.

Porous media as a probability density function

Abstract

The porous media, natural or artificial, had a random internal structure. In fact these materials structure can only be describe in statistical terms. For this reason is possible understand the flow through the materials, in macroscopic terms. The individual study of every porous cavity means a great number of variables and each one with its own complexity, by this reason is preferable consider the use of aleatory variables instead of the analysis of the porous cavities of the materials.

An aleatory variable can be represented as a probability density function, so the results of possible experiments or measurements can be predicts before the events. Its use to reduce the sample uncertainty in the use of incomplete information, or some uncertain due the porous media properties. As can be the measurement of the porosity and permeability due the immense and heterogeneity of the formation. The interpretation of this information isn't part of the probability theory but instead, a physical interpretation of the results. This work is about those physical interpretations and analysis.

Keywords: Fractured porous media, permeability, porosity, reservoirs.

Introducción

Los métodos para el análisis de las propiedades petrofísicas de los medios porosos están basados en la clasificación e interpretación de los datos de acuerdo a su litología, profundidad o a los cambios de magnitud de las propiedades petrofísicas. El objetivo de este trabajo consiste en realizar un análisis y estimaciones más precisas con relación al comportamiento de los medios porosos, sin la necesidad de información adicional a la requerida por los métodos y análisis convencionales.

Los núcleos obtenidos en un pozo son muestras diminutas en comparación con la magnitud de un yacimiento, pero las propiedades de un medio poroso se mantienen con cierta uniformidad independientemente del volumen de la muestra. Con base en esta idea, en este trabajo se propone considerar las propiedades de porosidad y permeabilidad como dos variables aleatorias dependientes una de la otra, cuyo comportamiento puede discretizarse y predecirse mediante funciones de probabilidad; a pesar de las anomalías en los datos debido a fracturas, fallas o condiciones anormales de presión, todas estas condiciones presentes en medios heterogéneos reales.

Al separarse y analizarse los datos por su magnitud y comportamiento en vez de la profundidad en la que fueron registrados, es posible realizar una estimación de la magnitud y frecuencia de las anomalías de la litología que se está estudiando y no en un número de cambios en la secuencia como se realizaría en un registro geofísico.

Los conjuntos de datos de porosidad y permeabilidad que se emplearon, se obtuvieron de núcleos cortados de los mismos pozos, edades geológicas e igualmente similares condiciones de presión en laboratorio; con la finalidad de lograr conjuntos de datos representativos de las condiciones del yacimiento en que se obtuvieron.

Desarrollo del tema

Distribución de la aleatoriedad en los medios porosos

Los materiales naturalmente porosos poseen una estructura porosa más o menos aleatoria, por lo que no es una sorpresa que para muestras del mismo material, éstas presenten valores diferentes de permeabilidad y porosidad. También se observa que mientras más grande sea la muestra del material analizado, más similares serán los resultados obtenidos.

Se tiene una gran muestra de material poroso que se dividirá en un conjunto de paralelepípedos rectangulares muy pequeños. Estos elementos presentan una distribución de valores de porosidad debida a la estructura porosa aleatoria, a la cual se denotará como $F(\phi)$, donde $F(\phi)$ es la fracción de muestras que tienen una porosidad entre $(\mu - \delta)$ y $(\mu + \delta)$, donde μ es el valor medio obtenido y δ es la variación en los valores de porosidad. La porosidad para estos elementos se puede determinar por medio de la función:

$$\delta = \int (\phi - \mu)^2 F(\phi) d\phi \quad (1)$$

Si se tomaran algunas muestras de material poroso, cuyo volumen total V , es la suma de las n muestras del material, la porosidad de una de estas muestras se expresa como:

$$\phi = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \phi_i \quad (2)$$

donde ϕ , representa a las porosidades de los bloques del material. Estas ecuaciones muestran congruencia con una distribución de probabilidad uniforme al considerar n puntos posiciones dentro del medio poroso. Teóricamente el valor de la porosidad se mantiene constante ante los cambios de volumen, pero se observa que mientras más grandes sean las muestras analizadas, más uniformes serán los valores de porosidad en la muestra.

Esta distribución uniforme de probabilidad es una característica de los materiales con propiedades intrínsecas, como puede ser la porosidad total, pero la porosidad

efectiva cuyo valor depende de las características del medio poroso se ve más afectada por los cambios de volumen.

La porosidad efectiva es una variable dependiente de la porosidad total, pero de una forma no lineal; se propone la teoría del límite central, la cual es una función de distribución para que ϕ pueda tender a un valor medio mientras mayor sea n , empleando la distribución Gaussiana, en que se denota la función de ϕ como $G(\phi)$; de la teoría del límite central se tiene:

$$G(\phi) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \left(\frac{\delta}{\eta}\right)} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\phi - \mu_\phi}{\delta/\sqrt{n}}\right)^2} \quad (3)$$

La **Ec. 3** es la forma general de una distribución de probabilidad normal para la porosidad, tomando en cuenta un n número de muestras. La función distribución de probabilidad para la porosidad posee un rango para la variación de la porosidad de $0 \ll \phi \ll 1$, lo que

significa que las muestras integralmente se expresan como una distribución gaussiana, y que en una muestra de datos la desviación estándar de este conjunto de datos se obtiene dividiendo esta distribución entre el número total de muestras.

El número de n elementos con los que se realiza esta muestra es proporcional al volumen V , de la muestra. La desviación estándar para este número n de datos es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del volumen de la muestra. De hecho, si se denota el volumen de un bloque del material poroso como e , entonces se tiene que:

$$\lim_{\phi \rightarrow 1} \int F(\phi) d(\phi) = 1 - \phi \quad (4)$$

$$\lim_{\phi \rightarrow 0} \int F(\phi) d(\phi) = 1 - \phi \quad (5)$$

Donde $F(\phi)$ es una función cuya integral se puede representar como un crecimiento infinitesimal en ϕ . Para el caso en el que se tengan muestras muy pequeñas del material, se obtiene una distribución única; mientras el valor de e tiende cada vez más a cero, sólo dos valores de porosidad son posibles para estos bloques: cero o uno. Además, la fracción de bloques tendiendo a cero de porosidad, se aproxima a uno menos la media de porosidad, y la fracción tendiendo a una porosidad igual a uno se aproxima a la media; esto se debe a que la función de distribución de probabilidad se expresa como dos límites, los cuales tienden a dos valores de porosidad.

Hrubisek (1941), fue el primer autor que representó al medio poroso como un modelo geométrico de esferas

dentro de un cubo. Aunque éste es un modelo teórico que no se puede usar para representar medios heterogéneos. La mayor aportación del trabajo de Hrubisek, se fundamenta en demostrar matemáticamente que el tamaño de grano no afecta la porosidad total, y que el diámetro de la garganta de poro es directamente proporcional al tamaño de grano. Incluso en medios porosos heterogéneos esta relación se mantiene constante. El modelo que se está proponiendo en este trabajo, demuestra su validez comprobando la tesis de Hrubisek por un método distinto.

Según las propiedades de la curva normal, se tiene que el área bajo la curva es un valor constante de 1, en todos los casos, sin importar el cambio en el tamaño de grano (desviación estándar), siempre se obtendrá el mismo valor

de la integral de la función (área bajo la curva) y el único cambio que habrá es la forma del gráfico. La misma situación ocurre si se cambia el tamaño de grano; no se verá afectada

la porosidad primaria pero si la porosidad secundaria. Esta relación se representa en la **Figura 1**.

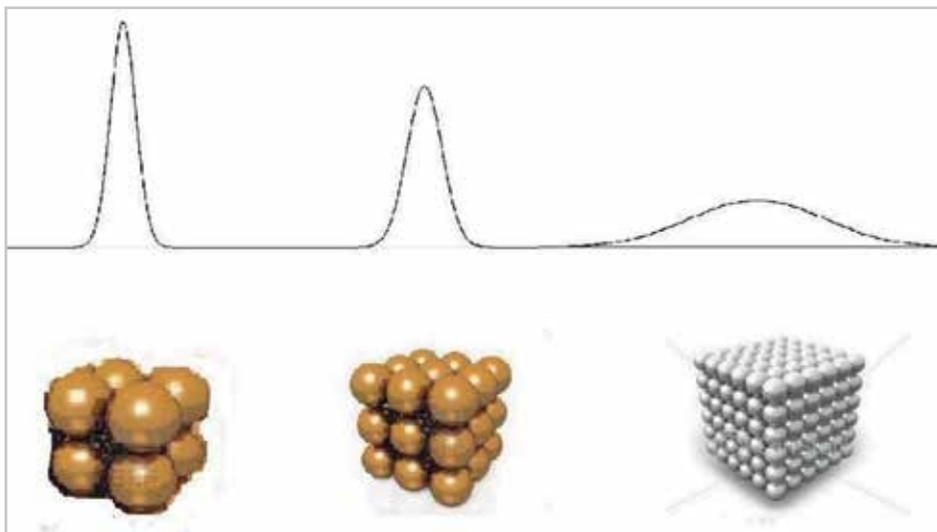


Figura 1. Efecto del tamaño de grano en la desviación estándar de la porosidad.

Las gráficas normales que se muestran en la **Figura 1**, se obtuvieron de la teoría del límite central (Ec.3), después de suponer una distribución uniforme en el material poroso, y de encontrar el valor típico para la porosidad efectiva en la muestra. Así como en un modelo poroso representado por esferas la porosidad total se mantiene constante, el área bajo la curva de la función de distribución de probabilidad para la porosidad también es constante.

Medios porosos como distribuciones bivariadas

En un medio poroso y permeable, la distribución de los poros determinará el valor de estas propiedades; considerando un medio homogéneo en el que los poros se distribuyen de forma aleatoria de acuerdo a su depositación. La porosidad y permeabilidad también deberán tener valores aleatorios, que tienden a un valor medio.

En el caso de medios porosos heterogéneos, la presencia de elementos que afectan la uniformidad de la relación porosidad–permeabilidad, como pueden ser fracturas, vórgulos o arcillas, en la mayoría de los casos también se encuentran distribuidos de forma aleatoria, lo que permite

igualmente representarlos como una distribución de probabilidad, con cierto comportamiento aleatorio.

La extensión de la distribución normal para dos variables aleatorias es una distribución de probabilidad bivariada; en esta función los parámetros $\mu\phi$ y μk son las medias estadísticas de la porosidad y permeabilidad; es decir, los valores que estadísticamente más se repiten en el conjunto de datos. Los parámetros $\mu\phi$ y μk son valores numéricos, a los que se les asocian rangos de posibles resultados que pueden tomar la porosidad y permeabilidad. La función bivariada comparte las mismas propiedades que la distribución normal de Gauss, además del factor de correlación ρ que asocia ambas variables, el cual tiene las propiedades siguientes:

- 1.- Cuando $\rho = 0$, no hay ninguna relación alguna entre las dos variables.
- 2.- Cuando $\rho = 1$ o $\rho = -1$, se tiene una relación lineal positiva o negativa según sea el signo.

Utilizando estos parámetros para escribir la función bivariada en su forma más básica es:

$$f(\phi, k) = \frac{1}{2\pi\delta_\phi\delta_k\sqrt{1-\rho^2}} e^{-\frac{1}{2(1-\rho^2)}\left[\left(\frac{\phi-\mu_\phi}{\delta_\phi}\right)^2 - 2\rho\left(\frac{\phi-\mu_\phi}{\delta_\phi}\right)\left(\frac{k-\mu_k}{\delta_k}\right) + \left(\frac{k-\mu_k}{\delta_k}\right)^2\right]} \quad (6)$$

Los parámetros δ_ϕ y δ_k son indicadores de la dispersión de los datos de porosidad y permeabilidad, al emplearse como términos de la Ec. 6 discretizan los resultados obtenidos en un rango de valores con límites finitos; donde las funciones marginales de una distribución normal bivariada están definidas en las Ecs. 7 y 8.

$$f(k) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\delta_k} e^{-\frac{1}{2}\frac{(k-\mu_k)^2}{\delta_k^2}} \quad (7)$$

$$f(\phi) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\delta_\phi} e^{-\frac{1}{2}\frac{(\phi-\mu_\phi)^2}{\delta_\phi^2}} \quad (8)$$

La distribución de probabilidad de la permeabilidad y porosidad, se puede representar como las funciones marginales de una distribución de probabilidad bivariada. La dependencia entre las funciones de las Ecs. 7 y 8 se define como el factor de correlación ρ , es decir un factor que indica la correlación entre el aumento de la porosidad y el de la permeabilidad.

Heterogeneidad de los medios porosos fracturados

En la caracterización de yacimientos se emplea el concepto de heterogeneidad para representar las variaciones que afectan el flujo de los fluidos. Los medios porosos

fracturados presentan valores para la permeabilidad y porosidad anormales en comparación con otros medios; el comportamiento de estas dos propiedades al representarse como una distribución de probabilidad se diferencian al de una distribución normal.

El comportamiento de los datos entre los medios porosos fracturados y los no fracturados al momento de cuantificar su porosidad y permeabilidad se diferencian, en que mientras los medios porosos no fracturados la media, mediana y moda se encuentran distribuidas en el mismo punto, **Figura 2** (izquierda); en medios porosos fracturados estos parámetros estadísticos se localizan en diferentes puntos del espacio muestral.

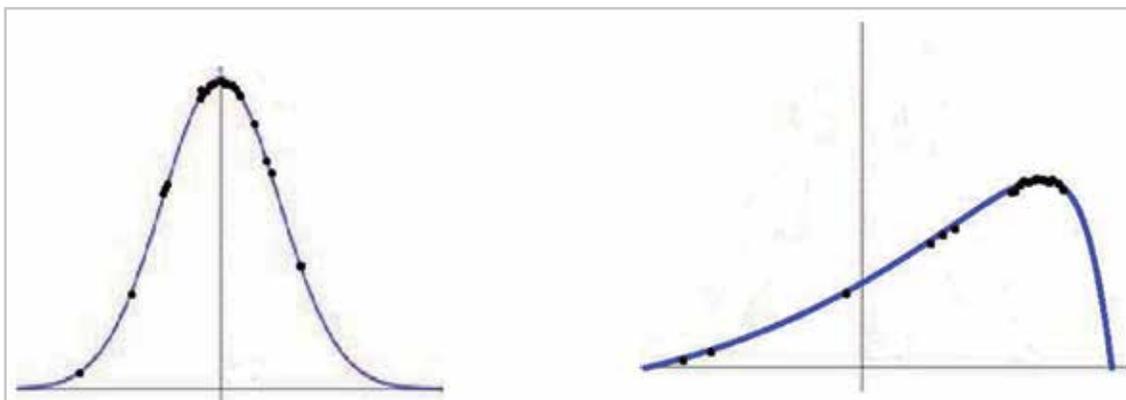


Figura 2. Distribución de las mediciones en el espacio muestral.

El comportamiento para la permeabilidad que se aprecia en la parte derecha de la **Figura 2** indica que esta propiedad se ve afectada por la presencia de fracturas, mientras que en la izquierda se muestra una distribución de probabilidad de permeabilidad para un medio poroso homogéneo, (sin fracturas). La porosidad a diferencia de la permeabilidad no se ve tan afectada por las fracturas; por lo que el método que se discutirá a continuación para medios porosos fracturados está orientado hacia el análisis de la permeabilidad.

En un medio fracturado no existen dos fracturas iguales; por lo que para describir una función que exprese el comportamiento de una fractura es necesario primero obtener mediciones de los valores de permeabilidad de este medio poroso. Se propone utilizar la distribución de Poisson como la distribución discreta para representar formaciones fracturadas, debido a que la función de Poisson representa la ocurrencia de una serie de eventos para una frecuencia media. Se considera la frecuencia media como la presencia de permeabilidades altas debido a las fracturas y cada núcleo cortado como un evento, la **Ec. 9** expresa esta función:

$$f(k, \lambda) = \frac{e^{-\lambda} \lambda^k}{k!} \quad (9)$$

Donde λ es el número de veces que el valor de permeabilidad se repite, es decir, la moda y k es la permeabilidad considerada en esta función como una variable aleatoria. Tanto el valor esperado como la varianza de una variable aleatoria con distribución de Poisson son iguales a λ . La distribución de Poisson, considera los sucesos con una muy baja probabilidad de ocurrir, como límites de una función; en particular, el paso de fluidos a través de un medio poroso. La siguiente ecuación es el límite de la función de Poisson.

$$\lim_{n \rightarrow \infty} P[X_n = k] = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{n!}{k!(n-k)!} \left(\frac{\lambda}{n}\right)^k \left(1 - \frac{\lambda}{n}\right)^{n-k} \quad (10)$$

La **Ec. 10** representa el límite de una función binomial; en este tipo de funciones los sucesos se repiten de manera indefinida, como podría ser para un caso ideal en el que se tengan n cantidad de núcleos cortados. Las probabilidades de éxito representadas por X_n son muy bajas en una sucesión de n eventos infinitos, el éxito en esta función es

la presencia de valores altos de permeabilidad. La magnitud de estos valores altos de permeabilidad está determinada por la magnitud de la moda, es decir, valores más altos que la moda. En la **Ec. 10** p y q representan el éxito de los sucesos poco probables y la probabilidad de ese éxito respectivamente. Se desarrolla de la siguiente forma:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} P[X_n = k] = \lim_{n \rightarrow \infty} \binom{n}{k} p^k q^{n-k} \quad (11)$$

$$\lim_{n \rightarrow \infty} P[X_n = k] = \frac{\lambda^k}{k!} \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{n(n-1)(n-2)\dots(n-k-1)}{n^k} \frac{\left(1 - \frac{\lambda}{n}\right)^n}{\left(1 - \frac{\lambda}{n}\right)^k} \quad (12)$$

$$\lim_{n \rightarrow \infty} P[X_n = k] = f(k, \lambda) = \frac{e^{-\lambda} \lambda^k}{k!} \quad (13)$$

Donde la función binomial de la Ec. 11 converge a función exponencial, como se observa en la Ec. 9.

Análisis de permeabilidad para la formación Cretácico Superior de Cantarell

El conjunto de datos de la **Tabla 1** se estimó por medio de estudios de laboratorio en muestras de diámetro completo (MDC, o grandes), con dimensiones típicas de 4.5" de diámetro por 6-7" de longitud, obtenidas de núcleos de diferentes pozos del Activo Cantarell, todos pertenecientes al Cretácico Superior. Estos datos se midieron en el laboratorio a condiciones de presión de confinamiento de 500 lb/pg².

Tabla 1. Datos de porosidad y permeabilidad de núcleos del yacimiento Cantarell.

	Pozo	Muestra	Permeabilidad horizontal (md)	Porosidad absoluta (%)
1	Cantarell 67	17	6.14	28.65
2	Cantarell 1035	9	33	12.9
3	Cantarell 1046D	15 A	32.2	13.7
4	Cantarell 1062	1	8.8	12.6
5	Cantarell 1062	2	8	13.38
6	Cantarell 1062	3	11	13.07
7	Cantarell 2052	18	0.051	23.08
8	Cantarell 2067	6	264.1	18.21

Tabla 1. Datos de porosidad y permeabilidad de núcleos del yacimiento Cantarell.

	Pozo	Muestra	Permeabilidad horizontal (md)	Porosidad absoluta (%)
9	Cantarell 2067	8	183.4	20.65
10	Cantarell 2074	2	240	5.85
11	Cantarell 219C	6	14.1	22.6
12	Cantarell 2277	2	125	10.32
13	Cantarell 3001	16	36.8	11.85
14	Cantarell 3001	28-sup	0.022	10.23
15	Cantarell 3002	1-sup	21.7	22.68
16	Cantarell 3002	1-inf	35.4	21.01

Para representar los datos de permeabilidad de la **Tabla 1** como una función de densidad de probabilidad, es necesario determinar la moda de estos datos; primero se agrupan los datos en periodos que indiquen la frecuencia según su magnitud de permeabilidad; para un conjunto de datos como

el anterior en el que la permeabilidad oscila entre 0.022 md y 264 md, no es posible delimitar periodos de igual longitud, debido a que oscilan demasiado entre extremos de muy baja y alta permeabilidad. La moda (λ) está determinada en la Ec. 14 por:

$$h_i = \frac{f_i}{a_i} \quad (14)$$

donde L_i es el límite inferior del periodo de la moda, h_i indica la altura que estamos analizando así como h_{i-1} es la altura del periodo inferior, h_{i+1} es la altura del periodo superior y a_i es la amplitud del periodo. La altura está determinada por la Ec. 15.

$$\lambda = L_i + \frac{h_i - h_{i-1}}{(h_i - h_{i-1}) + (h_i - h_{i+1})} a_i \quad (15)$$

donde f_i es la frecuencia en la que se repite un valor de permeabilidad en el periodo que se está analizando. La frecuencia, amplitud y altura son parámetros estadísticos adimensionales. La **Figura 3** muestra gráficamente la frecuencia y amplitud para una serie de intervalos.

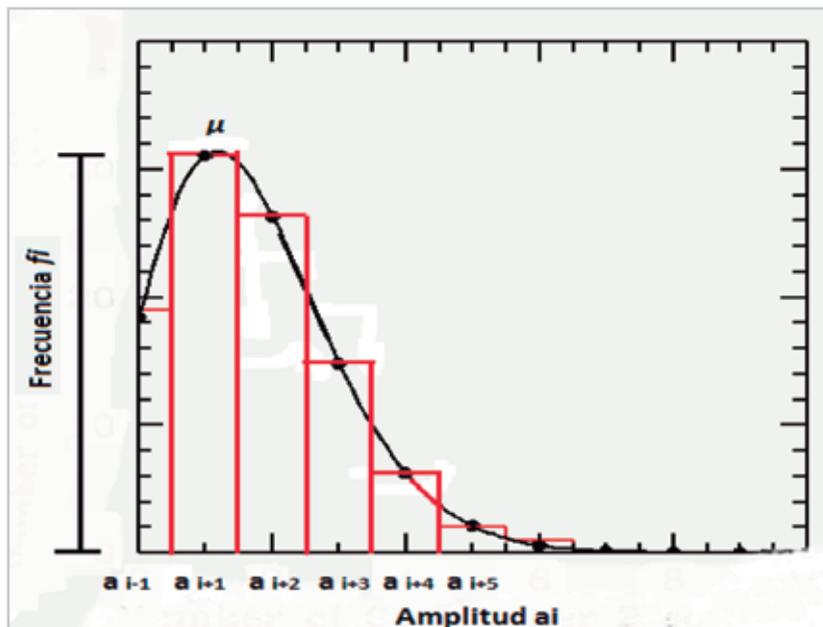


Figura 3. Frecuencia y amplitud para los intervalos de permeabilidad.

La **Tabla 2** muestra los periodos, frecuencias y amplitudes del conjunto de datos de la **Tabla 1** y los periodos se representaron en intervalos logarítmicos de base diez, como se muestra en la **Figura 4**.

Tabla 2. Periodos, frecuencia y amplitud de los datos de permeabilidad de núcleos de Cantarell.

Periodos	Frecuencia	Amplitud	Altura
Md	f_i	a_i	h_i
0 – 1	2	1	2.00
1 – 10	3	9	0.33
10 – 100	7	90	0.08
100 – 1000	4	900	0.00

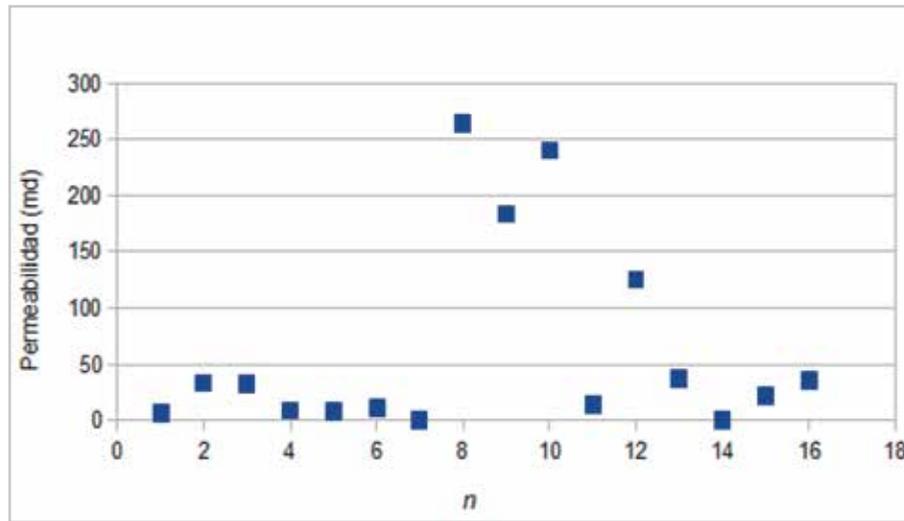


Figura 4. Dispersión de la permeabilidad para la formación Cretácico Superior del yacimiento Cantarell.

Con los datos de la **Tabla 2** y la Ec. 14 se determina la moda para los datos de permeabilidad de los núcleos de los pozos yacimiento Cantarell.

$$\lambda = 10 + \frac{0.08 - 0.33}{(0.08 - 0.33) + (0.08 - 0.00)} * 90 = 136.21 \text{ md}$$

Con la moda y la Ec. 16 se puede escribir la función distribución de probabilidad para los datos de la **Tabla 1**:

$$f(k) = \frac{e^{-136.21} 136.21^k}{k!} \tag{16}$$

La función de la Ec. 16 se muestra en la **Figura 4** y en los datos de la **Tabla 3**:

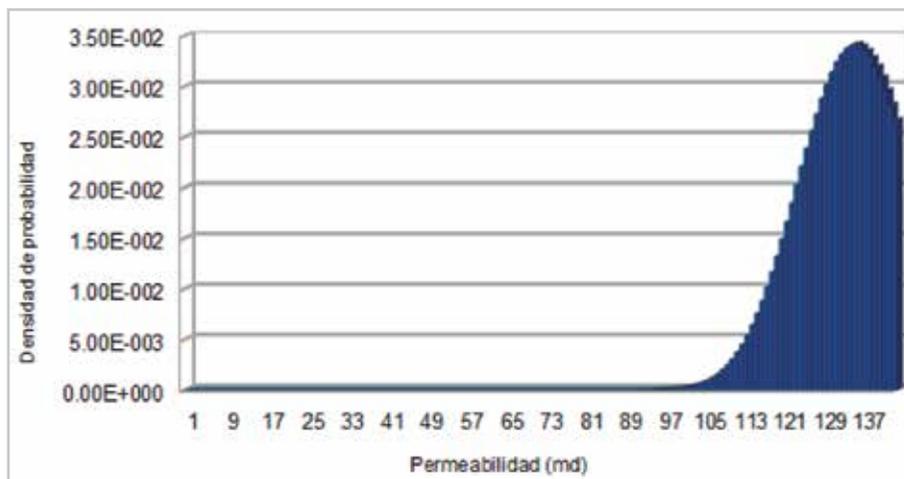


Figura 4. Distribución de probabilidad de la permeabilidad estimada empleando datos de laboratorio obtenidos en pozos del yacimiento Cantarell.

La distribución de Poisson se emplea para conjuntos de datos con una gran dispersión, por lo que no es necesario el cálculo de la desviación estándar; ya se considera como un hecho una elevada oscilación de los datos. Para casos

de medios fracturados la permeabilidad depende sólo de las características de la muestra de la formación analizada, datos que indicarán en qué extremo de la gráfica oscila la permeabilidad, (el lado menor o mayor de la gráfica).

Tabla A.3. Datos de la densidad de probabilidad para los núcleos del yacimiento Cantarell.

Permeabilidad mD	Densidad de probabilidad	Permeabilidad mD	Densidad de probabilidad
0.022	7.8147E-60	32.2	6.9231E-27
0.051	9.1483E-60	33	2.1469E-26
6.14	9.3971E-50	35.4	5.7198E-25
8	2.0370E-47	36.8	3.6013E-24
8.8	1.8064E-46	125	0.0221
11	5.2010E-44	183.4	1.8670E-5
14.1	7.5281E-41	240	2.8098E-16
21.7	3.2183E-34	264.1	9.8005E-23

Conclusiones

1.- El incremento de la porosidad provoca un aumento de la permeabilidad de forma casi lineal en todas las litologías, pero la presencia de fracturas y fallas genera datos con baja porosidad y alta permeabilidad, que se alejan de esta linealidad. Por lo tanto, el método propuesto en esta tesis puede generar errores en litologías con baja porosidad y una alta presencia de fracturas, como pueden ser el caso de yacimientos carbonatados.

2.- Un factor de correlación alto permite determinar el valor medio con mayor precisión; es decir, estimar el valor más probable y también los rangos de los resultados con mayor precisión. Un factor de correlación bajo reduce la precisión al estimar los valores medios para la porosidad y la permeabilidad, pero esto no indica que la discretización de los datos sea equivocada; aun así, se puede determinar un rango de resultados de porosidad y permeabilidad.

3.- Cuando el conjunto de datos que se tiene deba separarse en subconjuntos, se dará preferencia al gráfico de dispersión de la porosidad, debido a que el comportamiento de la porosidad es más uniforme que el de la permeabilidad. La medición de la permeabilidad se ve fuertemente afectada por las fracturas y fallas, mientras que éstas casi no afectan la medición de la porosidad para la mayoría de los casos.

Glosario

Asimetría.- Es la falta de simetría entre los datos de una distribución. El concepto de asimetría se refiere a si la curva que forman los valores de la serie presenta la misma forma a la izquierda y derecha de un valor central, (media aritmética).

Distribución bidimensional.- Es la disposición de la frecuencia de dos variables de cada elemento de la población. Por ejemplo: peso y altura de un grupo de estudiantes, o en el caso de este trabajo, porosidad y permeabilidad en un medio poroso.

Sea una población donde simultáneamente dos características x e y , se representa genéricamente como (x_i, y_j, n_{ij}) , donde x_i, y_j , son dos valores cualesquiera y n_{ij} es la frecuencia absoluta de los valores x e y .

Distribución normal o curva normal.- Llamada también como distribución de Gauss, es la distribución de probabilidad más utilizada en estadística y teoría de probabilidad. Esto se debe a dos razones:

1.- Su función de densidad es simétrica y con forma de campana lo que favorece su aplicación como modelo a gran número de variables.

2.- Es además límite de otras distribuciones y aparece relacionada con resultados ligados a la teoría de las probabilidades, gracias a sus propiedades matemáticas. La función de densidad está dada por:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\delta_x} e^{-\frac{(x-\mu_x)^2}{2\delta_x^2}}$$

donde: δ_x es la varianza de la variable x , y μ_x es el valor medio de la variable x

Dato.- Conocido también como información, es el valor de la variable asociada a un elemento de una población o una muestra.

Desviación estándar.- Conocida también como desviación típica, es una medida de dispersión que se obtiene como la raíz cuadrada de la varianza, la desviación estándar se señala con las mismas unidades que la variable que se está analizando.

Mediana.- Es una medida de tendencia central. Es el valor que divide al conjunto de datos ordenados, en aproximadamente dos partes: 50% de valores son inferiores y otro 50% son superiores.

Sesgo.- El sesgo estadístico es la diferencia entre la media estadística y el valor medido. El no tener sesgo es una propiedad deseable en una estimación. Debido a la propiedad de consistencia la magnitud del sesgo converge a cero conforme crece el tamaño de muestra.

Variable.- Es una característica en ciertas mediciones que al ser registradas varias veces es susceptible a obtener diferentes valores.

Varianza.- Conocida también como variancia, es una medida de dispersión de la información. Se obtiene como el promedio de los cuadrados de las desviaciones de los valores de la variable respecto de su media aritmética.

Referencias

Barenblatt, G.I, Entov, V.M y Ryzhik, V.M. 1990. *Theory of Fluid Flows Through Natural Rocks*. Dordrecht: Kluwer Academic.

Bear, J. 1988. *Dynamic of Fluids in Porous Media*. New York: Dover.

Bossie-Codreanu, D., Bia, P.R. y Sabathier, J.-C. 1985. The "Checker Model," An Improvement in Modeling Naturally Fractured Reservoirs With a Tridimensional, Triphasic, Black-Oil Numerical Model. *SPE J.* **25** (5): 743-756. SPE-10977-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/10977-PA>.

Concepción Frisneda, M.I. 2005. Efectividad de las Ecuaciones de Pittman y de Winland para el Cálculo de Permeabilidad en Areniscas. Tesis de Licenciatura, Universidad Simón Bolívar, Ingeniería Geofísica, Sartenejas, Miranda, Venezuela.

Cruz Hernández, J. Determinación de propiedades Petrofísicas Pozo Agua Fría 108. Instituto Mexicano del Petróleo.

Cruz Hernández, J. Determinación de Propiedades Petrofísicas Pozo Tajin 336. Instituto Mexicano del Petróleo.

Herrera Gómez, R. y Samaniego Verduzco, F. 1992. Reporte Petrofísico de Núcleos de Pozo con Muestras de Diámetro Completo Pozo Chuc II, Núcleos 2 y 3. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Herrera Gómez, R. y Samaniego Verduzco, F. 1996. Reporte Petrofísico de Núcleos de Pozo con Muestras de Diámetro Completo Pozo CAAN 139, Núcleos 2 y 3. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Herrera Gómez, R. y Samaniego Verduzco, F. 1996. Reporte Petrofísico de Núcleos de Pozo con Muestras de Diámetro Completo Pozo Ek 101, Núcleo 1. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Herrera Gómez, R. y Samaniego Verduzco, F. 2001. Reporte Petrofísico de Núcleos de Pozo con Muestras de Diámetro Completo Pozo Zaap 7DA, núcleo 1. Pozo 27DA, núcleos 1 y 2. Pozo 100, núcleo 2. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Herrera Gómez, R. y Samaniego Verduzco, F. 2011. Reporte de Actividades, preparado para PEMEX Exploración y Producción, Activo Cantarell.

Maritz, J.S. 1981 *Distribution-Free Statistical Methods*. London: Chapman & Hall.

Rzhevsky, V. y Novik, G. 1971. *The Physics of Rocks*, trans. A.K. Chatterjee. Moscow: Mir Publishers.

Pittman, E. 1992. Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone. *AAPG Bull.* **76** (2): 191-198.

Scheidegger, A.E. 1963. *The Physics of Flow Through Porous Media*. Toronto: University of Toronto Press.

Semblanza de los autores

Germán Jesús Galindo Castillo

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México, ha laborado en la iniciativa privada en la explotación y aprovechamiento de yacimientos maduros. Actualmente labora en la evaluación y reactivación de pozos cerrados en Grupo Vordcab S.A. de C.V., en el Activo de Producción Poza Rica–Altamira.

Fernando Samaniego Verduzco

Catedrático, académico e investigador mexicano. Cursó su carrera y Maestría como Ingeniero Petrolero en la Universidad Nacional Autónoma de México, posteriormente ingresó a la Universidad de Stanford para obtener un doctorado en la misma especialidad.

Ha laborado en Pemex en planeación y aplicación tecnológica, ha colaborado en el IMP, en el Instituto de Investigaciones Eléctricas. Sus principales trabajos están orientados a la ingeniería de yacimientos de gas y el comportamiento de yacimientos fracturados.

Actualmente se desempeña como académico de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, consultor y asesor externo.