

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 720 961**

51 Int. Cl.:

E21B 49/00 (2006.01)

G02B 21/00 (2006.01)

G06T 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **02.07.2013 PCT/US2013/049113**

87 Fecha y número de publicación internacional: **16.01.2014 WO14011448**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **02.07.2013 E 13817013 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **13.03.2019 EP 2872741**

54 Título: **Sistemas y procedimientos de análisis digital de rocas con determinación de VER de flujo multifase**

30 Prioridad:
13.07.2012 US 201213549354

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
25.07.2019

73 Titular/es:
**HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC (100.0%)
3000 North Sam Houston Parkway East
Houston, TX 77032, US**

72 Inventor/es:
**DE PRISCO, GIUSEPPE y
TOELKE, JONAS**

74 Agente/Representante:
FÚSTER OLAGUIBEL, Gustavo Nicolás

ES 2 720 961 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Sistemas y procedimientos de análisis digital de rocas con determinación de VER de flujo multifase

5 REFERENCIA A SOLICITUDES RELACIONADAS

La presente solicitud reivindica prioridad sobre la solicitud de EE.UU. no provisional nº serie 13/524.758, de título "Sistemas y procedimientos de análisis digital de rocas con determinación de VER de flujo multifase" y presentada el 15 de junio de 2012 por Giuseppe De Prisco y Jonas Toelke.

10

ANTECEDENTES

La microscopía ofrece a los científicos e ingenieros una forma de adquirir un mejor conocimiento de los materiales con los que trabajan. Con gran aumento, se hace evidente que muchos materiales (lo que incluye roca y hueso) tienen una microestructura porosa que permite flujos de fluidos. Dichos flujos de fluidos tienen a menudo gran interés, por ejemplo, en reservorios subterráneos de hidrocarburos. La posibilidad de caracterizar materiales en términos de porosidad, permeabilidad y saturación es bien conocida, pero dichas caracterizaciones fallan inevitablemente para una escala donde el material es demasiado anisótropo y/o heterogéneo para ser caracterizado como un medio homogéneo.

20

Naturalmente, tiene interés conocer el tamaño para el que una muestra del material se convierte en representativa del conjunto. El volumen mínimo sobre el que puede realizarse una medida que produce un valor representativo de volúmenes mayores se denomina volumen elemental representativo ("VER"). Obsérvese que el VER depende de la medida seleccionada.

25

Existen diversas referencias dirigidas a determinar el VER, pero adolecen de uno o varios inconvenientes que incluyen subjetividad, error, sobreestimación, regiones de búsqueda excesivamente generosas, posiciones de subvolumenes demasiado restrictivas, incapacidad para afrontar la heterogeneidad de las muestras e inaplicabilidad de la medida seleccionada al uso pretendido del VER (por ejemplo, simulación de flujo de fluido multifase). En este sentido, el documento US-2011/004.447 describe un procedimiento para caracterizar una muestra tridimensional (3D) de medio poroso. En particular, se comunica un procedimiento que usa al menos una herramienta de medida que recupera dos o más conjuntos de datos medidos transmitidos en dos o más profundidades de la muestra, de manera que los dos o más conjuntos recuperados de datos medidos transmitidos se comunican a un procesador y se calculan en al menos un modelo de estadística multipunto (EMP) de manera que se caracteriza la muestra tridimensional (3D) de medio poroso. El procedimiento descrito es adecuado para caracterizar una muestra tridimensional (3D) de medio poroso que usa al menos una herramienta de medida que recupera dos o más conjuntos de datos medidos transmitidos en dos o más profundidades de la muestra, de manera que los dos o más conjuntos de datos medidos transmitidos recuperados se comunican a un procesador y se calculan en al menos un modelo de estadística multipunto (EMP). El procedimiento comprende: (a) recuperación de un primer y un segundo conjunto de datos medidos transmitidos desde los dos o más conjuntos de datos medidos transmitidos donde el segundo conjunto de datos medidos transmitidos puede recuperarse adyacente al primer conjunto de datos medidos transmitidos y a una profundidad diferente de la del primer conjunto de datos medidos transmitidos; (b) uso de al menos un algoritmo de reducción de ruido para identificar datos de ruido en los primeros y segundos datos medidos transmitidos recuperados de manera que los datos de ruido identificados pueden ser eliminados, donde el al menos un algoritmo de reducción de ruido incluye un algoritmo de filtrado medio; (c) uso de los dos o más datos medidos transmitidos para crear una imagen de entrenamiento y para producir un logaritmo de imágenes de muestra 3D que es comunicado al procesador, e introducción de la imagen de entrenamiento en el al menos un modelo EMP; (d) realización de simulaciones basadas en patrón a partir de la imagen de entrenamiento usando una plantilla basada en vóxeles que se aplica a la imagen de entrenamiento; y (e) construcción del al menos un modelo EMP de simulaciones basadas en la imagen a partir de la imagen de entrenamiento de manera que se construyan uno o más modelos de muestreo 3D completos de la muestra. La patente US-6.516.080-B1 se concedió para un procedimiento de estimación de propiedades físicas de roca, hueso, suelos, cerámicas, medios granulares y otros materiales compuestos. El procedimiento descrito en el documento US-6.516.080-B1 se basa en modelización numérica y se supone que la roca es homogénea estadísticamente y muestra isotropía; bajo la suposición del medio homogéneo e isótropo, el volumen elemental representativo puede ser el mismo que el área elemental representativa.

El documento US-2012/179.436 describe una simulación computarizada de reservorios de hidrocarburos, y en particular una simulación de flujo de fluido en un reservorio subterráneo heterogéneo complejo donde pueden estar presentes múltiples fenómenos de formación en interacción, tales como redes de fractura multiescala o porosidad multimodal con transmisibilidades de fluidos variables espacialmente. Este documento describe un sistema de

60

simulación en paralelo ampliable a escala para simular el flujo de fluido de multicomponentes multifase general en un medio poroso subterráneo que se caracteriza como un multicontinuo (multiporosidad multipermeabilidad, o MPMP). El medio multicontinuo puede tener porosidades de matriz multimodales, así como redes de fractura interconectadas multiescala. Con la presente invención, se realiza una partición de los espacios de poros en un sistema de multiporosidad, cada uno con un conjunto distinto de roca y propiedades de interacción roca-fluido.

Aun cuando las referencias citadas anteriormente pretenden determinar el VER, adolecen todavía de uno o más inconvenientes que incluyen subjetividad, error, sobreestimación, regiones de búsqueda excesivamente generosas, posiciones de subvolúmenes excesivamente restrictivas, incapacidad de afrontar la heterogeneidad de las muestras e inaplicabilidad de la medida seleccionada al uso pretendido del VER (por ejemplo, simulación de flujo de fluido multifase).

En este sentido, el documento WO-2013/188.239 del mismo solicitante que el de la solicitud actual proporciona sistemas y procedimientos de análisis digital de rocas con determinación del volumen elemental representativo ("VER") de flujo multifase. Para realizar dicho análisis, el procedimiento descrito en la presente memoria comprende la deducción a partir de un modelo de matriz de poros al menos un parámetro de estructura de poros; la determinación de una distribución de múltiples fases en los poros del modelo de matriz de poros; basándose en dicha distribución, la partición del modelo de matriz de poros en múltiples modelos de matriz de fase; la deducción de dicho al menos un parámetro de estructura de poros de cada uno de los modelos de matriz de fase; y la producción de una representación de la dependencia del al menos un parámetro de estructura de poros de dicha distribución.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

En consecuencia, en la presente memoria se describen sistemas y procedimientos de análisis digital de rocas con determinación de volumen elemental representativo ("VER") de flujo multifase. En los dibujos:

La Fig. 1 muestra un haz de iones enfocado de alta resolución ilustrativo y un microscopio electrónico de barrido.

La Fig. 2 muestra una red informática de alto rendimiento ilustrativa.

La Fig. 3 muestra una representación volumétrica ilustrativa de una muestra.

La Fig. 4 muestra un sistema de coordenadas ilustrativo para realizar análisis de muestras.

Las Fig. 5A-5B muestran distribuciones de parámetros de muestras ilustrativos.

Las Fig. 6A-6D ilustran una partición basada en fases de la porosidad.

La Fig. 7 es un organigrama de un procedimiento de análisis ilustrativo.

Las Fig. 8A-8B muestran los cambios de distribución de parámetros en función de la saturación para porosidades repartidas por fases de una primera muestra ilustrativa.

Las Fig. 9A-9B muestran los cambios de distribución de parámetros en función de la saturación para porosidades repartidas por fases porosidades para una segunda muestra ilustrativa.

No obstante, debe entenderse que las realizaciones específicas ofrecidas en los dibujos y en la descripción detallada mostrada a continuación no limitan la descripción. Por el contrario, proporcionan las bases para que un experto en la materia discierna las formas alternativas, equivalentes y otras modificaciones que están comprendidos en el alcance de las reivindicaciones adjuntas.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

Como contexto, la Fig. 1 proporciona una ilustración de un haz de iones enfocado de alta resolución y un microscopio electrónico de barrido (100) que tiene una cámara de observación (102) en la que se coloca una muestra de material. Se acopla un ordenador (104) a la instrumentación de la cámara de observación para controlar el procedimiento de medida. El software del ordenador (104) interacciona con un usuario por medio de una interfaz de usuario que tiene uno o más dispositivos de entrada (106) (tales como un teclado, un ratón, un mando para juegos, un lápiz óptico, una alfombrilla táctil o una pantalla táctil) y uno o más dispositivos de salida (108) (tales

como una pantalla o una impresora).

Para imágenes de alta resolución, la cámara de observación (102) se evacua normalmente de aire y otros gases. Puede recorrerse la superficie de la muestra con un haz de electrones o iones para obtener una imagen de alta resolución. Por otra parte, la energía del haz de iones puede aumentarse para separar capas finas de la muestra, permitiendo así tomar imágenes de muestra en múltiples profundidades. Cuando se apilan, estas imágenes ofrecen una imagen tridimensional de la muestra para su adquisición. Como un ejemplo ilustrativo de las posibilidades, algunos sistemas permiten dicha obtención de imágenes de un cubo de 40 x 40 x 40 micrómetros a una resolución de 10 nanómetros.

10

El sistema descrito anteriormente es sólo un ejemplo de las tecnologías disponibles para obtención de imagen de una muestra. Con independencia de cómo se adquieran las imágenes, la siguiente descripción se aplica de manera que la resolución sea suficiente para revelar la estructura de porosidad de la muestra.

15

La Fig. 2 es un ejemplo de un sistema (200) mayor dentro del cual puede emplearse el microscopio de barrido (100). En el sistema (200) mayor, se acopla una estación de trabajo personal (202) al microscopio de barrido (100) mediante una red local (LAN) (204). La LAN (204) facilita además la intercomunicación entre el microscopio de barrido (100), la estación de trabajo personal (202), una o más plataformas informáticas de alto rendimiento (206) y uno o más dispositivos de almacenamiento (208) compartidos (tales como a RAID, NAS, SAN o similares).

20

La plataforma informática de alto rendimiento (206) emplea generalmente múltiples procesadores (212) cada uno acoplado con una memoria local (214). Un bus interno (216) proporciona comunicación de anchura de banda elevada entre los múltiples procesadores (por medio de memorias locales) y una interfaz en red (220). El software de procesamiento en paralelo residente en las memorias (214) permite que los múltiples procesadores descompongan cooperativamente y ejecuten las tareas que se realizarán de una forma agilizada, accediendo al dispositivo de

25

almacenamiento (208) compartido según se necesite para suministrar resultados y/o para obtener los datos de entrada y los resultados intermedios.

Normalmente, un usuario emplearía una estación de trabajo personal (202) (tal como un ordenador de mesa o portátil) para interactuar con el sistema (200) mayor. El software en la memoria de la estación de trabajo personal (202) hace que uno o más procesadores interactúen con el usuario por medio de una interfaz de usuario, permitiendo al usuario, por ejemplo, que diseñe y ejecute software para procesar las imágenes adquiridas por el microscopio de barrido. Para tareas que tienen pequeñas demandas computacionales, el software puede ejecutarse en la estación de trabajo personal (202), mientras que las tareas computacionalmente exigentes pueden ejecutarse preferentemente en la plataforma informática de alto rendimiento (206).

30

La Fig. 3 es una imagen ilustrativa (302) que podría ser adquirida por el microscopio de barrido (100). Esta imagen tridimensional está formada por elementos tridimensionales de volumen ("vóxeles") que tienen cada uno un valor indicativo de la composición de la muestra en ese punto.

40

La Fig. 4 proporciona un sistema de coordenadas para un volumen de datos (402), con los ejes x, y, z en intersección en un vértice del volumen. Dentro del volumen de datos se define un subvolumen (404). El subvolumen (404) ilustrado es un cubo que tiene lados de longitud a , aunque pueden usarse alternativamente otras formas de subvolumen, por ejemplo, un paralelogramo que tiene la misma forma que el volumen de datos global, una esfera o un tetraedro. Es deseable, aunque no necesario, que la forma de subvolumen escogida sea modificable a escala por

45

medio de una dimensión característica tal como un diámetro o la longitud de un lado. El subvolumen (404) puede definirse en cualquier posición (406) dentro del volumen de datos (402) usando un vector de desplazamiento (408) desde el origen a un punto fijo en el subvolumen. De forma similar, pueden definirse sub-subvolúmenes y disponerse dentro de cada subvolumen.

50

Una forma de caracterizar la estructura de porosidad de una muestra es determinar un valor de parámetro global, por ejemplo, la porosidad. La imagen se procesa para categorizar cada vóxel como representativo de un poro o una porción de la matriz, obteniendo de este modo un modelo de matriz de poros en el que cada vóxel se representa por un único bit. La porosidad total de la muestra puede determinarse a continuación con un sencillo procedimiento de recuento. Sin embargo, el número resultante revela poco sobre la estructura, la heterogeneidad y la isotropía de la

55

muestra. En consecuencia, puede preferirse una medida más sofisticada.

La Fig. 5A muestra un histograma de la desviación típica de porosidad del subvolumen (o superficie/volumen o cualquier otra cantidad que pueda calcularse en un corte del subvolumen) en una muestra ilustrativa de roca de carbonato, calculada a lo largo de una dirección específica (la dirección de flujo). La desviación típica se evalúa con respecto a la porosidad media (o superficie/volumen u otra cantidad global) del volumen de datos completo.

60

Obsérvese que la distribución es una función de la escala de longitud / usada para definir el subvolumen. Para cada posible posición de un subvolumen de escala de longitud / dentro del volumen de datos, se evalúa una desviación típica de una cantidad que puede calcularse en un corte transversal a lo largo de la dirección específica. Dicho de otro modo, un cálculo de desviación típica indica la variación de la porosidad de un subvolumen específico (u otra cantidad que puede calcularse en un corte) con respecto a la porosidad promediada del volumen completo en la dirección de flujo dada, normalizado por la porosidad media para el volumen completo. El cálculo de la desviación típica se repite para cada posición posible del subvolumen dentro del volumen completo, produciendo un conjunto de desviaciones típicas que construirán la distribución de las desviaciones típicas de la cantidad específica que puede calcularse en un corte para la escala de longitud específica del subvolumen y la dirección fijada. El conjunto de desviaciones típicas para porosidad del subvolumen se representa gráficamente en un histograma en la Fig. 5A, que indica un grado bastante consistente de heterogeneidad con una cola gradual en el lado alto.

Si se repite esta operación para diferentes escalas de longitud de subvolumen, se obtendrán diferentes histogramas, de manera que puede obtenerse una función estadística de la escala de longitud. Pueden evaluarse los estadísticos de la distribución (media, varianza, curtosis y asimetría) para verificar a qué escala de longitud se estabiliza la distribución (es decir, converge la estadística). El VER puede definirse en términos del valor de la escala de longitud donde se alcanza la convergencia. A menudo cuando se alcanza la convergencia, los estadísticos de distribución se aproximan a los de una distribución gaussiana (y el histograma parece gaussiano).

La Fig. 5B muestra un histograma similar para la desviación típica de la relación superficie/volumen del subvolumen. Esta relación proporciona una indicación relativa al tamaño de los poros, y el histograma de la desviación típica indica un modo de heterogeneidad dominante y consistente con una sugerencia de un segundo modo de heterogeneidad más pequeño en el extremo superior.

Tal como se explica en la solicitud provisional de EE.UU. 61/618.265 titulada "Un procedimiento eficiente para seleccionar un volumen elemental representativo en representaciones digitales de medio poroso" y presentada el 30 de marzo de 2012 por los autores de la invención Giuseppe De Prisco y Jonas Toelke (y las solicitudes continuadoras de la misma), puede emplearse cualquiera de estas medidas o ambas para determinar si porciones de tamaño reducido del volumen de datos original representan adecuadamente el conjunto para los análisis relacionados con la porosidad y la permeabilidad.

Sin embargo, aparece una posible dificultad en los análisis en relación con múltiples fases de fluido que ocupan de manera efectiva diferentes partes del espacio de poros. Para entender por qué sucede, considérense las Fig. 6A-6D. La Fig. 6A ilustra una imagen de muestra ilustrativa que tiene un espacio de poros entre granos de forma circular de material de matriz. Tomando el espacio de poros en blanco como relleno de una fase fluida humectante (por ejemplo, agua), considérese la invasión por una segunda fase no humectante (por ejemplo, aceite). De acuerdo con la ecuación de Laplace, una presión capilar positiva produce una interfaz esférica que tiene un radio de curvatura que se contrae al aumentar la presión, para producir un grado de invasión en los poros relacionado con la presión.

La Fig. 6B ilustra la muestra de la Fig. 6A con la adición de una fase de fluido invasora (no humectante) mostrada en negro. Puede verse que el espacio de poros se ha particionado. La Fig. 6C muestra el espacio de poros ocupado por la fase no humectante (en negro) mientras que la Fig. 6D muestra el espacio de poros ocupado por la fase humectante (en negro). El modelo de matriz de poros está así particionado en dos modelos de matriz de poros basados en fases, en lo sucesivo denominados modelos de matriz de fase. Este procedimiento puede extenderse fácilmente, con un modelo de matriz de poros adicional obtenido para cada fase adicional (no de mezclado). Puede encontrarse más información sobre un procedimiento de partición ilustrativo en Hilpert y Miller, "Pore-morphology-based simulation of drainage in totally wetting porous media", *Advances in Water Resources* 24 (2001) 243-255.

La partición es una función de la forma (inyección, drenaje, invasión), la historia y el grado de movimiento de fluido simulado. En una implementación ilustrativa, se usan esferas de diámetro gradualmente decreciente, que en este caso representan un fluido no humectante perfecto que tiene un acoplamiento viscoso insignificante con otras fases, para invadir el espacio de poros desde uno o más bordes del modelo de datos. El diámetro gradualmente decreciente permite que el flujo invasor llegue a más espacio de poros, dependiendo del tamaño y la conectividad. En otras implementaciones puede no requerirse conectividad, y permitirse la invasión de fluido en cualquier lugar en que encajen las esferas requeridas, con los diámetros de las esferas gradualmente crecientes para producir cada vez menos espacio de poros que estará ocupado por el fluido no humectante.

En cada etapa (es decir, cada diámetro de esfera), los modelos de matriz de fase correspondientes se determinan y se someten a análisis separados. Por ejemplo, cada modelo de matriz de poros puede someterse a una determinación separada de porosidad, permeabilidad, relación superficie-volumen, histograma de desviación típica

de porosidad, histograma de desviación típica de relación superficie-volumen y/o dimensión característica de un VER. Por ejemplo, puede calcularse una permeabilidad absoluta $k_{p,s}^{abs}$ a partir de cada modelo de matriz de fase,

donde p es la fase (por ejemplo, humectación o no humectación) y s es la saturación de esa fase medida en la etapa de invasión actual en el modelo de matriz de poros original. Véase, por ejemplo, Papatzacos "Cellular Automation

5 Model for Fluid Flow in Porous Media", Complex Systems 3 (1989) 383-405. A partir de los valores calculados de permeabilidad absoluta es posible obtener una permeabilidad relativa (cuasiestática) $k_{p,s}^{rel} = k_{p,s}^{abs} / k^{abs}$, donde el denominador es la permeabilidad absoluta k^{abs} del modelo de matriz de poros original. Este cálculo supone una humectabilidad uniforme intensa y un acoplamiento viscoso insignificante entre las dos fases, es decir, representa la permeabilidad relativa cuasiestática.

10

La muestra de roca de carbonato que se usó para determinar los histogramas en las Fig. 5A-5B se sometió a este análisis, produciendo las curvas de permeabilidad relativa estática con respecto a saturación mostradas en las Fig. 8A-8B. En las dos figuras, la curva (802) muestra la permeabilidad relativa cuasiestática con respecto a la saturación para la fase humectante, mientras que la curva (804) muestra la permeabilidad relativa cuasiestática con respecto a

15 la saturación para la fase no humectante. Los recuadros en la Fig. 8A muestran histogramas de la desviación típica para porosidad del subvolumen, mientras que los recuadros en la Fig. 8B muestran histogramas de la desviación típica para la relación superficie/volumen del subvolumen. Los recuadros en valores de permeabilidad relativa elevados pueden compararse con las Fig. 5A-5B para confirmar que las distribuciones coinciden cuando los poros están ocupados principalmente por cualquier fase individual.

20

Cuando la saturación en la fase no humectante desciende desde casi 1 a aproximadamente 0,5 (mostrado en la figura como saturación humectante cerca de 0 y 0,5, respectivamente), el histograma de desviación típica de porosidad se ensancha y se desplaza hacia arriba, lo que indica una heterogeneidad enormemente aumentada. Dicho de otro modo, la red de porosidad de la que se forma el fluido no humectante para saturación no humectante

25 inferior invade sólo partes del espacio de poros, y conduce a la distribución heterogénea. El histograma de desviación típica de relación superficie-volumen y porosidad muestra un pico creciente en el lado derecho de la gráfica para la curva de fase no humectante, que indica probablemente la presencia de grandes heterogeneidades.

30 Cuando la saturación de fase humectante desciende desde casi 1 a aproximadamente 0,5, el histograma de desviación típica de porosidad para la fase humectante mantiene una correspondencia consistente con la distribución original. Esta observación sugiere que en cuando la fase humectante fluye, puede acceder casi a cualquier parte del espacio de poros. El histograma de desviación típica para la relación superficie-volumen adquiere picos adicionales, lo que revela la creciente heterogeneidad a partir de la cantidad reducida de fase humectante.

35 Para realizar un análisis VER multifase, deben compararse los histogramas en múltiples saturaciones y diferentes escalas de longitud con los histogramas correspondientes del volumen de datos original para determinar en qué escala de longitud existe la misma velocidad de convergencia de los estadísticos de las distribuciones. El menor volumen de datos para el que los histogramas muestran una correspondencia adecuada puede considerarse un volumen elemental representativo para análisis multifase. Dicho de otro modo, la escala de longitud a la que los

40 estadísticos de la distribución para diferentes saturaciones convergen a la misma velocidad corresponde al VER multifase.

45 Cuando los histogramas son consistentes en un amplio intervalo de saturación (por ejemplo, la fase humectante en este ejemplo de roca de carbonato), puede tenerse una confianza razonable en que la escala de longitud específica de extensión de la fase humectante y no humectante no depende del nivel de saturación. A partir de esta escala de longitud, puede compararse la convergencia de los estadísticos de la distribución para cada nivel de saturación en escalas de longitud mayores con el fin de identificar el tamaño del VER multifase.

50 Las Fig. 9A-9B muestran las curvas de permeabilidad relativa cuasiestática con respecto a la saturación para un segundo ejemplo de roca de carbonato. En las dos figuras, la curva (902) representa la fase humectante y la curva (904) representa la fase no humectante. Los recuadros en la Fig. 9A muestran los histogramas para la desviación típica de porosidad del subvolumen, mientras que los recuadros en la Fig. 9B muestran los histogramas para la desviación típica de la relación superficie-volumen del subvolumen. Los resultados disponibles sugieren que las distribuciones de desviación típica (de porosidad y superficie/volumen) tienen la misma extensión y el mismo modo

55 para la fase humectante y no humectante, lo que indica básicamente que las dos fases se distribuirán de una forma similar en toda la porosidad de la muestra para cada nivel de saturación. Puede iniciarse un análisis de dependencia de la escala de longitud para definir, tal como se explica en la solicitud provisional de EE.UU. 61/618.265 titulada "Un procedimiento eficiente para seleccionar el volumen elemental representativo en representaciones digitales de medio

poroso", un buen VER.

En general, flujos fraccionales diferentes pueden requerir diferentes volúmenes de simulación: para un flujo fraccional pequeño de la fase no humectante la dimensión del VER puede aumentar. Este resultado no es de esperar para la fase humectante que, en su lugar, invade el espacio de poros de una forma más homogénea en cuanto empieza a fluir.

La Fig. 7 es un organigrama que resume al menos parte de las realizaciones del procedimiento descritas en la presente memoria. Con comienzo en el bloque (702), el sistema obtiene una o más imágenes de la muestra, por ejemplo, con microscopía de haz de iones enfocado. Naturalmente las imágenes pueden suministrarse 10 alternativamente como archivos de datos en un medio de almacenamiento de información. En el bloque (704), el sistema procesa las imágenes para deducir un modelo de matriz de poros. Dicho procesamiento puede implicar un filtrado sofisticado tal como se expone en la bibliografía existente para clasificar cada vóxel de imagen como representativo de un poro o una porción de la matriz. En el bloque (706), el sistema analiza el modelo de matriz de 15 poros completo para obtener estadísticas de fase única como, por ejemplo, porosidad, relación superficie-volumen, permeabilidad, histogramas de desviación típica de porosidad del subvolumen y relación superficie-volumen, y dimensión del VER.

En el bloque (708), el sistema añade una segunda fase o aumenta la saturación de la segunda fase. Como se expuso anteriormente, esto puede realizarse por medio de una inyección simulada, drenaje simulado u otro proceso de invasión simulada. En el bloque (710), el sistema realiza la partición del modelo de matriz de poros completo en modelos de matriz de fase para segregar el espacio de poros ocupado por las diferentes fases. En el bloque (712), los modelos de matriz de fase se someten a los mismos análisis que el modelo de matriz de poros completo, por ejemplo, porosidad, relación superficie-volumen, permeabilidad, histogramas de desviación típica de porosidad del 25 subvolumen y relación superficie-volumen en función de la escala de longitud del subvolumen, y tamaño del VER.

En el bloque (714), el sistema determina si es preciso evaluar saturaciones adicionales, y en caso afirmativo, se repiten los bloques (708-714). Una vez evaluado cada punto de saturación deseado, el sistema muestra las estadísticas en función de la fase y la saturación en el bloque (716) para permitir que el usuario determine un VER 30 apropiado para cálculos multifase.

Para los expertos en la materia serán evidentes numerosas variaciones y modificaciones una vez comprendida totalmente la descripción precedente. Por ejemplo, la descripción precedente describe estadísticas ilustrativas para determinar el tamaño de un VER, pero existen otras estadísticas adecuadas y pueden emplearse. Se pretende que 35 las siguientes reivindicaciones sean interpretadas de manera que comprendan todas estas variaciones y modificaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento de determinación de permeabilidad multifase que comprende las etapas siguientes:
 - 5 i. obtención de un modelo tridimensional de poro/matriz de una muestra (902) por exploración de una muestra de roca física para obtener una imagen digital tridimensional; y deducción del modelo de poro/matriz a partir de la imagen tridimensional; donde la imagen tridimensional está formada por elementos tridimensionales de volumen que tienen cada uno un valor indicativo de la composición de la muestra en ese punto;
 - ii. determinación de un eje de flujo (908) donde dicha determinación se basa en una desviación típica de porosidad;
 - 10 iii. verificación de que la dimensión del modelo a lo largo del eje de flujo es superior al de un volumen elemental representativo (VER) del modelo (910), donde el VER se determina usando una desviación típica de porosidad determinada para cada subvolumen del modelo;
 - iv. selección de una dirección de flujo a lo largo del eje de flujo del modelo (912);
 - v. extensión del modelo por replicación del modelo en una dirección axial del modelo (924) cuando las estadísticas de poro del modelo a una saturación dada muestran falta de correspondencia para diferentes fases de percolación;
 - 15 vi. aumento de la resolución (930) de la imagen tridimensional de la muestra y repetición de las etapas i-v anteriores cuando una dimensión de una esfera de no percolación mínima en la determinación de un umbral de percolación del modelo (926) está por debajo de un umbral predeterminado (328);
 - vii. medida de la permeabilidad relativa (932) usando el modelo; y
 - 20 viii. presentación visual de las medidas de permeabilidad relativa (934) al usuario.
2. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende, además: determinación de la permeabilidad absoluta a lo largo de cada eje antes de dicha determinación del eje de flujo.
- 25 3. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, donde dicha selección de una dirección de flujo incluye:
 - examen de caras opuestas perpendiculares al eje de flujo para eliminar cualquier cara que tenga poros grandes cerca de un límite; y
 - 30 - si quedan dos caras, selección de la cara que tiene mejor homogeneidad de poro como cara de entrada preferida.
4. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, donde dicha selección de una dirección de flujo incluye:
 - 35 - determinación de la saturación MICP a la que se produce esta conectividad para cada dirección a lo largo de dicho eje de flujo; y
 - verificación de que no existe una dependencia direccional intensa.
5. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, donde el umbral predeterminado tiene un diámetro de 3 vóxeles.
- 40 6. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, donde dicho aumento de la resolución incluye la repetición de dichas operaciones de obtención, determinación, verificación, selección, extensión y aumento.
- 45 7. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, donde dichas estadísticas de poro incluyen al menos una de entre una distribución de desviación típica de porosidad y una distribución de desviación típica de relación superficie-volumen de poro.
8. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, donde la imagen tridimensional se obtiene por medio de un haz de electrones o iones trazado a través de la superficie de la muestra para obtener una imagen de alta resolución, lo que aumenta la energía del haz de iones para separar las capas finas de la muestra y permite tomar imágenes de muestras a múltiples profundidades.
- 50 9. Un sistema de determinación de permeabilidad multifase que comprende una memoria que tiene software; y uno o más procesadores acoplados con la memoria para ejecutar el software, haciendo el software que el uno o más procesadores realiza el procedimiento de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8.



FIG. 1

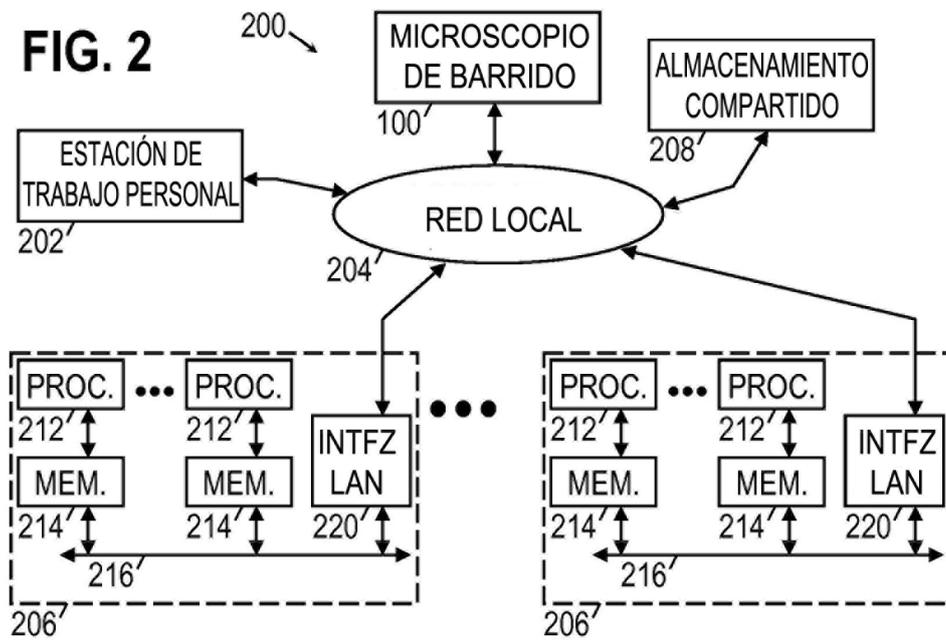


FIG. 2

FIG. 3A

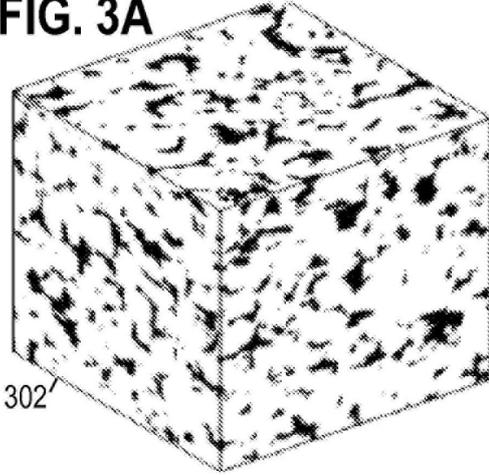


FIG. 3B

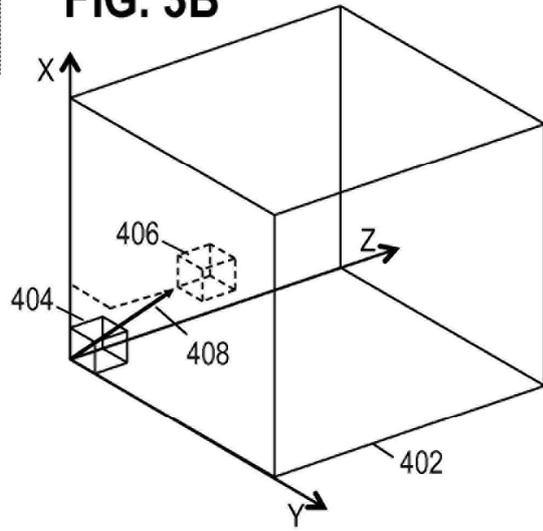


FIG. 4

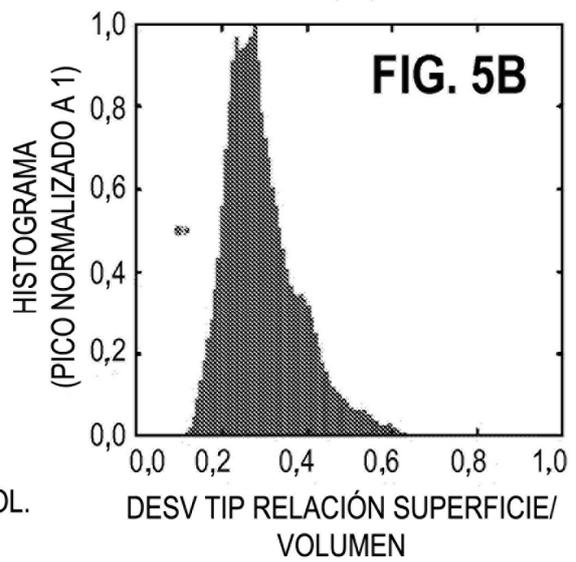
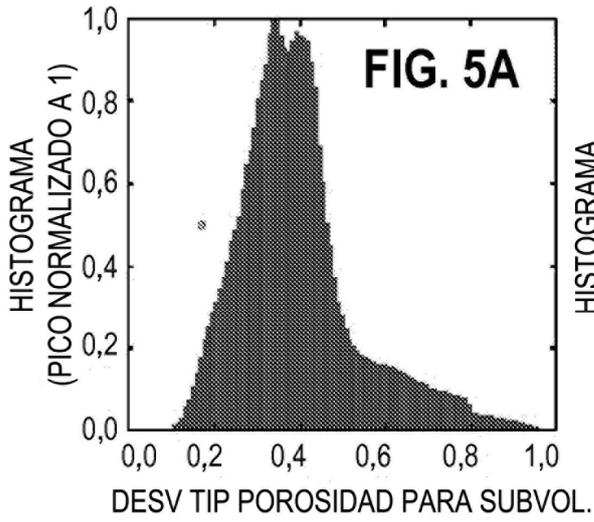
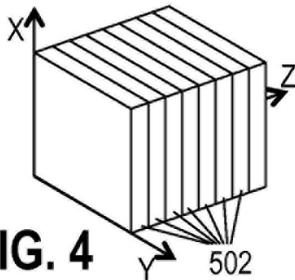


FIG. 6

