

USO DE LA TOMOGRAFÍA COMPUTADORIZADA EN EL ANÁLISIS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

Sergio H. Lopera C, Paulo C. Aguirre G., Albeiro De Jesus Valencia A.

Resumen

Este trabajo muestra los resultados cualitativos y cuantitativos de pruebas de porosidad y saturación, así como de análisis de imágenes. Este estudio consistió en la realización de pruebas en dos tipos de muestras: Empaque de capilares de vidrio y empaque de arenas formación Berea. Metodológicamente se procedió a encontrar la respuesta de la técnica ante parámetros preestablecidos en el caso de los empaques. Luego se hicieron análisis en muestras de la formación Berea, las cuales tienen un mayor grado de heterogeneidad.

Los resultados obtenidos se comparan con los resultados hallados convencionalmente. Desde el punto de vista cualitativo se concluye que es necesario que las características de la roca sean suficientemente evidentes para poder ser diferenciadas con precisión; además, se comprueba que las zonas blancas o negras corresponden a zonas de alta o baja densidad. Los resultados cuantitativos para porosidad y saturación difieren entre un 2 y un 7% de los encontrados por métodos convencionales confiables. Para la determinación del tamaño de poro se propone una ecuación empírica que permite determinar esta propiedad a partir del valor de porosidad obtenido.

Palabras Claves: Tomografía, petrofísica, porosidad, saturación, tamaño de poro

Abstract

This work shows some qualitative and quantitative results of porosity and saturation tests, as well as of analysis of images. In this study several tests using different types of samples, such as: packing of glass capillaries, sand packing and cores of Berea formation. Methodologically the first step was to find the response of the technique to some pre-established parameters in the case of the packing. Then analyses in samples of Berea formation, which have a greater degree of heterogeneity, were made. The results obtained in that way were compared with those found conventionally.

From qualitative point of view, it was possible to conclude that it is necessary that the rock characteristics are sufficiently evident in order to be accurately differentiated. In addition, it was verified that the white or black zones correspond to zones of high or low density. The quantitative results of porosity and saturation differ between 2 and a 7% from those found using conventional methods. To determine pore size, an empirical equation that allows to determine this parameter as a function of porosity values is proposed.

Keys Words: Tomography, petrophysics, porosity, saturation, size pore.

1. Introducción

Al comienzo de los años setenta, concretamente en 1972, fue desarrollado por parte de G. N. Hounsfield^{3,4}, investigador británico, un equipo que combinaba la capacidad de los Rayos X para atravesar materiales de densidad moderada con la tecnología de los computadores. A tal conjunto, que constituía un invaluable aporte al mundo de la ciencia, se le denominó Tomografía Computadorizada (TC).

A pesar de que este método se empezó a adoptar en la Industria Petrolera a mediados de los años ochenta, no era la primera vez que una técnica de esta naturaleza era experimentada por la misma, pues con anterioridad otros investigadores como Morgan¹ en 1950 y Laird² en 1959, habían hecho uso de los Rayos X y de lo que denominaron Técnica de Sombras, para obtener valores aproximados de saturación de fluidos en rocas yacimiento.

Pero la TC ofrecía más posibilidades que el simple uso de los Rayos X y los estudios encaminados a determinar propiedades petrofísicas, no se hicieron esperar. Inicialmente Simon Wang¹⁰ en 1984 la utilizó para investigar problemas involucrados en el proceso de recobro como heterogeneidades y efectos de viscosidad. El mismo año, V. Cronwell¹¹ intentó demostrar la capacidad de la TC como herramienta para el análisis de núcleos, discutiendo sus limitaciones y posibles mejoras. Bergosh's y colaboradores¹² la utilizaron para analizar núcleos fracturados detectando y cuantificando características de las fracturas tales como ancho y espaciamento, geometría, tortuosidad e interconectividad. M. M. Honarpour¹³ describió heterogeneidades de las rocas yacimiento, tales como permeabilidad direccional, barreras microscópicas de permeabilidad y orientación de sistemas fracturados. Wellington y Vinegar¹⁵ discutieron los principios generales de la TC al igual que P. K. Hunt¹⁶, quien además se refirió a diferentes aplicaciones de tipo básico en el análisis de núcleos. E. M. Withjack¹⁷ midió porosidad y saturación e ilustró una técnica para construir objetos en 3D a partir de cortes en 2D; algo similar hizo Jay K. Jasti³¹ en cuanto a reconstruir objetos. L. Tornutsa¹⁹ analizó el avance del frente de inyección, la distribución de fluidos y la identificación de entrapamientos de aceite a partir del análisis de la imagen. E. S. Sprunt²⁰ se valió de ella como ayuda para determinar un valor correcto del exponente de saturación. F. M. Auzeais²² la utilizó para reconocer la forma y progresión del

avance del frente del filtrado como una función del tiempo y modelar matemáticamente el perfil del frente. El mismo Auzeais¹⁸ también la usó como ayuda para investigar el origen de la anisotropía en la permeabilidad. Donald J. MacAllister²⁹ desarrolló una técnica experimental para determinar permeabilidad relativa aceite/agua y gas/agua con la TC, y, Bernard Tremblay⁴⁰ utilizó la TC para determinar la formación de canales de alta porosidad en sistemas productores de arena.

Entre otras, estas han sido las investigaciones más significativas en el análisis cualitativo y cuantitativo de propiedades de las rocas yacimiento reportadas por la literatura. En Colombia se han realizado pocos estudios con esta técnica en áreas diferentes a la radiología, como por ejemplo, estudios de las características de maderos, y, algunas pruebas cualitativas en rocas yacimiento⁴².

2. Marco Teórico

Desde el punto de vista teórico podemos resumir lo que es el proceso de la TC en cuatro sencillos pasos: Producción de los rayos x, Adquisición de datos, Reconstrucción de la imagen y Despliegue de la imagen^{36,37}.

El principio se basa en la atenuación de la radiación al atravesar la materia, la cual depende de la Absorción Fotoeléctrica y el Efecto Compton, se define como:

$$\mu = \rho \left(a + \frac{bZ_a^{3.8}}{I_0^{3.2}} \right) \quad (1)$$

Como la máquina entrega el valor del número TC, se puede probar que:

$$NTC = \left(\frac{\mu_{ref}^2}{K} \right) + \left(\frac{a\mu_{ref}}{K} \right) \rho + \left(\frac{\mu_{ref}}{bK} \right) \rho Z_a^{3.8} \quad (2)$$

Aplicando este concepto a la determinación de propiedades petrofísicas es posible obtener aproximaciones a éstas de tipo cualitativo y de tipo cuantitativo. Las primeras pueden usarse para el análisis de densidad y detección de fracturas basados en el principio de que el coeficiente de atenuación es

directamente proporcional a la densidad. La cuantificación de las propiedades petrofísicas se logra a partir de la determinación de los números TC de la región de interés. Esta información puede ser almacenada en forma magnética.

Determinación de Porosidad^{15, 16, 17}. A partir de la TC puede calcularse la porosidad efectiva mediante la ecuación siguiente:

$$\phi = \frac{NTC_{r+f1} - NTC_{r+f2}}{NTC_{f1} - NTC_{f2}} \quad (3)$$

Donde:

$NTC_{r+f1+f2}$: Número TC para la roca saturada del fluido 1 y 2

NTC_{r+f1} : Número TC para la roca 100% saturada del fluido 1

NTC_{r+f2} : Número TC para la roca 100% saturada del fluido 2

NTC_{f1} : Número TC del fluido uno

NTC_{f2} : Número TC del fluido dos

Determinación de Saturación de fluidos¹⁵: Esta propiedad se puede calcular conociendo el número TC para condiciones de saturación 100% tanto del fluido 1 (NTC_{r+f1}) como del fluido 2 (NTC_{r+f2}). Esto implica que si los fluidos tienen valores de densidad que se pueden diferenciar claramente, los números TC deben ser diferentes. Luego, para unas condiciones de saturación desconocidas, el valor de saturación puede obtenerse a partir de la ecuación (4) si se conoce el número TC para estas condiciones de saturación ($NTC_{r+f1+f2}$).

$$S_{f1} = \frac{NTC_{r+f1+f2} - NTC_{r+f2}}{NTC_{r+f1} - NTC_{r+f2}} \quad (4)$$

3. Equipo y material utilizado

A continuación se describe el equipo y los materiales y las condiciones bajo las cuales se realizaron los ensayos.

3.1. Descripción del Equipo

Las pruebas de tomografía se realizaron en un Tomógrafo GE ProSpeed SX TC Scanner System, el cual está catalogado como de cuarta generación.

Los análisis Petrofísicos convencionales que permitieron caracterizar la roca se realizaron con los equipos siguientes:^{26, 27, 41}: Equipo para determinación de porosidad por el método de saturación, cortadora de muestras, sistema soxlhet para lavado de muestras, permeámetro de gases, equipo de análisis petrofísicos especiales y otros (balanza, horno, equipos de lavado, bomba de vacío, vernier, etc.).

3.2. muestras

En la ejecución de los ensayos respectivos encaminados a determinar propiedades petrofísicas, se usaron los siguientes materiales e insumos:

- Medio poroso artificial a partir de capilares de vidrio (EC): se construyó un empaque que sirvió para modelar un medio poroso sintético a partir de tubos capilares de vidrio. Este modelo permitió, como veremos más adelante, tener un criterio de base para comprar los resultados obtenidos mediante tomografía computarizada con los valores teóricos que es posible obtener a partir de un medio poroso cuya geometría es conocida. Las características de dicho modelo fueron las siguientes:

En un empaque de vidrio de 22 mm de diámetro interno por 75 mm. de longitud, se ubicaron 155 capilares de vidrio de 75 mm. de longitud, 1.15 mm. de diámetro interno y 1.55 mm. de diámetro externo. Por tratarse de un empaque construido con todas las dimensiones conocidas, se puede establecer exactamente la porosidad del mismo, la cual fue:

Porosidad teórica del empaque ($\phi_{e,t}$): $\phi_{e,t} = 0.654$

Porosidad del empaque medida por el método gravimétrico ($\phi_{e,c}$): $\phi_{e,c} = 0.652$

- Empaque de arena (EA). Este empaque fue hecho con tres capas de arena Ottawa con los siguientes rangos de tamaño:

Capa 1: Arena 10-20

Capa 2: Arena 30 - 40

Capa 3: Arena 50 - 60

- Muestra 1 de la formación Berea (NB1). Las características de la muestra utilizada fueron las siguientes:

Porosidad (ϕ) = 20.63 %
Permeabilidad Absoluta (K) = 121md.
Longitud = 3.6 cm.
Diámetro = 2,54 cm.

- Muestra 2 de la formación Berea (NB2). Esta muestra presenta varias fracturas visibles; se desconoce la causa de estas y el estado en que se encuentra el núcleo; las dimensiones son las siguientes:

Longitud : 5 cm.
Diámetro 3.81 cm.

- Fluidos utilizados : Se usaron los siguientes fluidos Tersol (O) de densidad 0.85 g./cm³, Agua (W) de densidad 1.00 g./cm³ y Aire (A) de densidad 0,018gr/cm³.

4. Presentación y Análisis de Resultados

A continuación se presentan los resultados obtenidos para pruebas de tipo cualitativo y cuantitativo. Inicialmente se presentan los resultados obtenidos para el medio poroso construido a partir de tubos capilares

de vidrio, luego se muestran los resultados cualitativos que se obtiene para un medio poroso de arena Ottawa en el cual se varía el tamaño de la área de arriba hacia abajo para mostrar la respuesta que no presenta el Tomógrafo y finalmente se presentan los resultados de las pruebas realizadas en muestras Berea y los respectivos valores de porosidad y saturación obtenidos para este tipo de muestra. Finalmente se propone un método para calcular tamaño de poro a partir de la medida que se obtiene en el tomógrafo.

4.1 Prueba de Validación.

Esta primera prueba se hizo sobre la muestra EC cuyos parámetros analizados como geometría y porosidad son conocidos en forma visual y teórica respectivamente, lo cual permite comparar los resultados TC para evaluar la efectividad de la técnica en la medición. En esta prueba se evaluaron diferentes condiciones de operación del equipo.

La **Figura 1** es la reproducción del corte axial sobre el EC saturado 100% de aire con espesor de 1 mm. y FOV de 7.5 cm., en la cual se pueden apreciar claramente zonas oscuras que corresponde a los poros o espacio intersticial llenos de aire, cuya densidad es mucho menor a la del vidrio, y zonas claras que representan las regiones de alta densidad como lo son las fronteras de los poros capilares y la pared del contenedor.

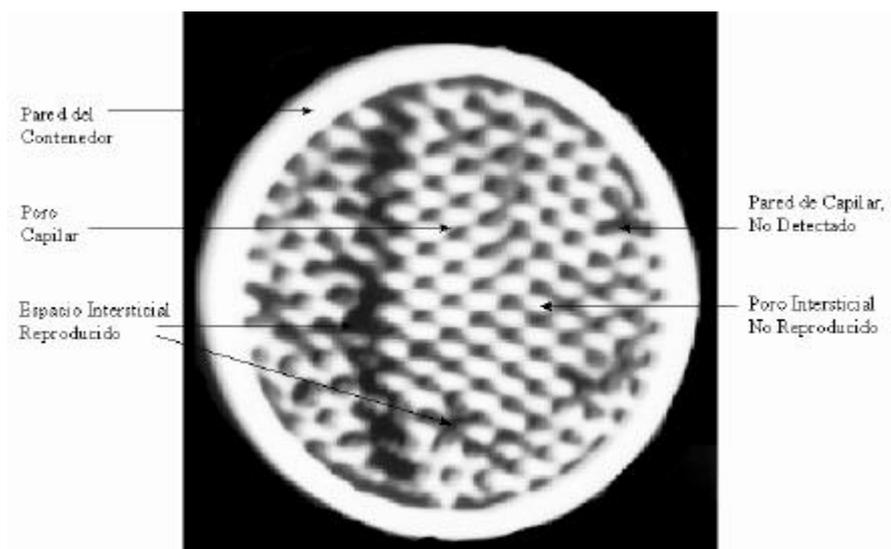


Figura 1. Imagen de un corte axial sobre el EC.

La forma geométrica del contenedor se reproduce con muy buena fidelidad gracias a que en su área se ubican gran cantidad de píxeles, y en cambio los poros de los capilares tienen una mala reproducción debido a que dentro de su área caben muy pocos píxeles. Un área circular discretizada en píxeles de forma cuadrada tiene mejor reproducción entre más píxeles la conformen, tal como se ve en la Figura 1, donde los poros tienen una forma cuadrada. En esta Figura gracias a que se conoce la geometría del empaque se logra determinar que en las regiones blancas alrededor de los poros capilares existe un poro intersticial que no es representado debido a su tamaño y que puede ser también detectada con los valores numéricos NTC de los puntos que conforman esta zona, en un proceso de detección de cambio de densidad como se hace en las pruebas cuantitativas.

El proceso de compresión de la imagen no permite que todos los píxeles de la matriz de reconstrucción sean representados con su tonalidad de gris correspondiente, sino que toma un cierto número de valores adyacentes y los coloca en la imagen como un valor promedio de gris, tal y como sucede en los poros intersticiales y en algunas de las paredes de los capilares.

La región del empaque cuyo empaquetamiento es malo (espacio intersticial) se detecta en la Figura 1 gracias a que tiene tamaño suficiente como para ser reproducida; esta zona puede representar discontinuidades como intrusiones, poros aislados, barreras impermeables o fracturas.

Cuantitativamente, el cálculo de porosidad del empaque mediante TC se puede apreciar en la **tabla 1**, al igual que los valores de NTC capilar - agua (NTC C-W), capilar - aire (NTC C-A) y los errores del cálculo TC con el valor teórico (E TC-T) y con el convencional (E TC-C). Los errores mínimos que se presentan, hacen suponer que la TC es una técnica buena para este tipo de pruebas. Los resultados finales obtenidos a partir de un solo corte (Z fijo) del EC a varias condiciones de espesor y FOV, muestran que cuando una muestra se considera homogénea, ésta no requiere escanearse completamente para calcular el valor de porosidad promedio. Igualmente, en esta tabla vemos que los parámetros de espesor y FOV tienen muy poca influencia en los resultados finales de la prueba, ya que no existe un efecto significativo en la evaluación de la porosidad.

Tabla 1. Porosidad promedio de EC.

Espesor(mm)	FOV(cm)	NTC C-A	NTC C-W	Porosidad TC(%)	E TC-T(%)	E TC-C(%)
1	3.0	324.3	1015.9	65.10	0.46	0.15
	7.5	322.1	1013.4	65.00	0.61	0.31
	15.0	319.3	1011.9	65.20	0.31	0.00
10	15.0	323.2	1013.2	64.90	0.76	0.46
1 (Longitudinal)	7.5	95.1	784.3	64.80	0.92	0.61

Si tomamos como promedio de porosidad obtenido del tomógrafo 0,65 y calculamos el margen de error de esta medida respecto al valor obtenido por el método gravimétrico obtenemos $\text{Error} = 100 \cdot (0.652 - 0.65) / 0.652 = 0,3 \%$. Este bajo margen de error nos permite concluir que los resultados obtenidos del tomógrafo son bastante buenos.

4.2. Pruebas Cualitativas.

Análisis de densidad: La **Figura 2** es la imagen obtenida del EA con WW de 636 y WL de +1630, donde podemos diferenciar las tres capas de arena

que conforman el empaque. A medida que el tamaño de grano disminuye la densidad promedio

de la capa disminuye, esto se manifiesta como diferentes tonalidades de gris para cada una de las capas. De la figura 2 podemos verificar que no es posible ver las estructuras de poro y de grano. Sin embargo, si se puede ver de forma bastante clara que la capa de menor tamaño de grano posee una mayor porosidad que la de grano grueso dado que se observa mucho más oscuro, lo cual evidencia un alto volumen poroso saturado con aire.

La **Figura 3** es la imagen obtenida en una muestra de la formación Berea (NB1) saturada 100% de aceite con un WW de 312 y WL de 1885, donde se puede apreciar claramente unas zonas blancas de alta densidad que son los granos del núcleo. Sin embargo, analizando los valores de NTC Aire-Rc igual a 1705 y NTC Oil-Rc igual a 1870 para el punto de la región blanca indicada en la figura, tiene una porosidad de 19.09%. Igualmente sucede en las zonas negras que

dan la impresión de ser poros pero que en este caso el valor NTC Aire-Rc de 1701 y NTC Aceite-Rc de 1881 dan una porosidad de 20.83 % para un punto de la región oscura indicada. De los valores de NTC Oil-Rc anteriores, se ve el efecto de compresión de la imagen que hace el sistema, ya que para el primero correspondería una tonalidad mas oscura que para el segundo.

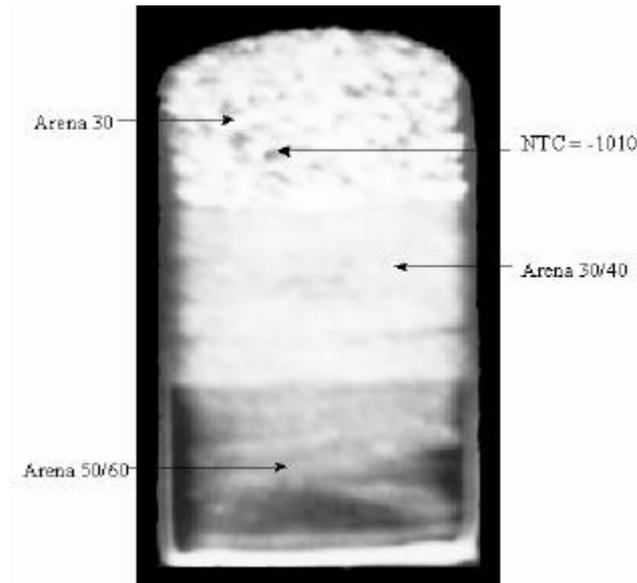


Figura 2. Imagen de un empaque con tres tipos de arena.

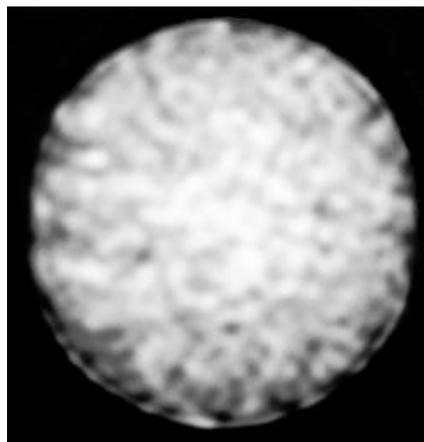


Figura 3. Imagen de NB1 Saturado 100% de Aceite (corte de 5 mm.)

Detección de fracturas. En este análisis se realizaron pruebas específicamente en dos muestras, aunque hay que anotar que este estudio es inherente a todo corte imaginado. Se emplearon las muestras NB1 la cual fue escaneada axialmente y la NB2 con un corte longitudinal.

El núcleo NB1 se escaneó en diferentes posiciones axiales, siendo la imagen de la figura 3 una de las

obtenidas para estas posiciones. Si se comparan las figuras 3 y 4 se ve que en ésta última se aprecian fracturas internas y la forma en que ellas se comunican entre sí. Es bastante evidente que la tomografía es una herramienta bastante poderosa para la determinación de micro fracturas y heterogeneidades a pequeña escala.

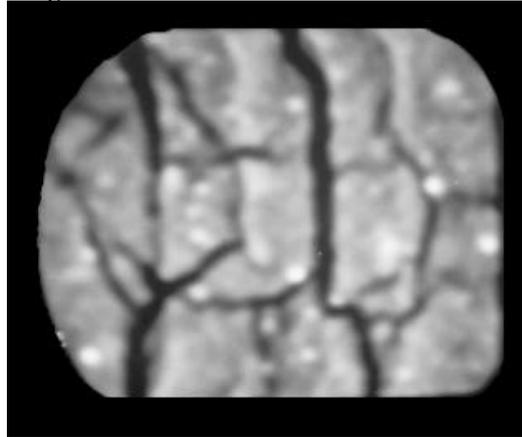


Figura 4. Imagen de un núcleo Berea fracturado (corte longitudinal).

4.3. Pruebas Cuantitativas.

Determinación de porosidad: Se utilizó la muestra NB1 y se emplearon como fluidos agua y aceite. La muestra fue escaneada a diferentes tamaños de corte con el propósito de analizar el efecto de heterogeneidades puntuales sobre la medida de una propiedad determinada con un ancho de banda mucho mayor. Se realizaron medidas para anchos de banda iguales a 10 mm, 5 mm, 3 mm y 1 mm.

A continuación se presentan los resultados de los ensayos realizados. Los valores que aparecen en las

figuras son los promedios obtenidos para porosidad (ϕ) y saturación de aire (S_a) en porcentaje.

En la figura 5 se presentan los resultados para cortes de 10mm, allí se observa que los valores de porosidad para los diferentes anchos de banda (cortes) no difieren mucho. Por lo que se deduce que la muestra es bastante homogénea. Por otro lado, si se compara el valor de porosidad promedio con el obtenido por el método de saturación se puede verificar que el margen de error es del orden de 5 %.

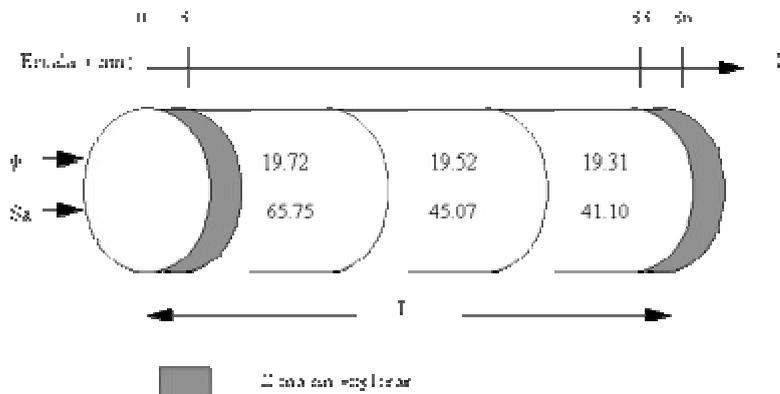


Figura 5. Valores de Porosidad y saturación de aire promedio (S_a) (cortes de 10 mm.)

En la figura 6 se observan los resultados de las medidas obtenidas para la porosidad (ϕ) y la saturación cuando se utilizan anchos de banda de 5 mm. Comparando ésta grafica con la figura 5 se puede

verificar que el rango en el que se mueve el valor de porosidad es prácticamente el mismo que el obtenido para el caso de anchos de banda de 10mm.

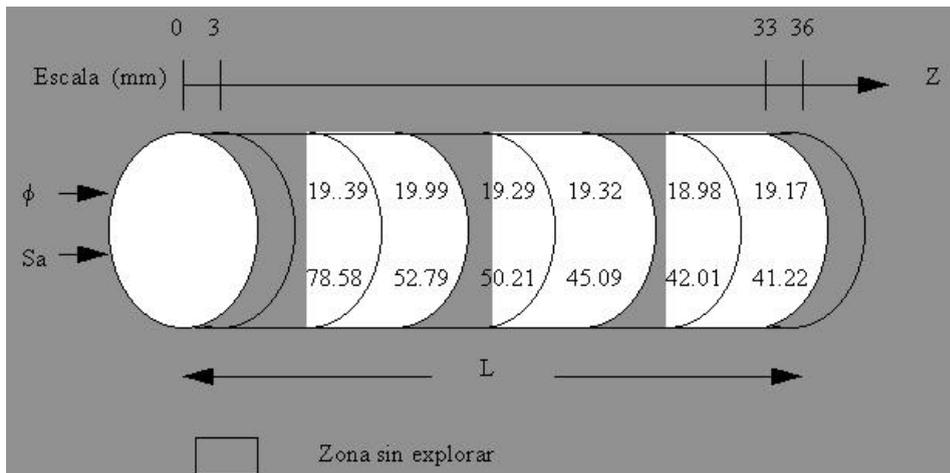


Figura 6. Valores de Porosidad y saturación de aire Promedio (S_a) (cortes de 5 mm.)

En la figura 7 Se observan los valores de porosidad y saturación para el caso en el que se utilizan anchos de banda de 3 mm para el intervalo de la muestra comprendido entre 13 cm y 28 cm. De esta figura podemos verificar que los valores de porosidad se mantienen en el rango de los obtenidos para los dos casos anteriores, pero llama la atención que la magnitud de los valores obtenidos para el intervalo comprendido entre 23cm y 28 cm de la figura 7 se

mantienen por encima de los obtenidos para el rango comprendido entre 22 cm y 28 cm de la figura 6, aunque los valores son bastante próximos. Por otro lado los valores de porosidad obtenidos se mantienen en el 95 % de aproximación al valor de porosidad obtenido por el método de saturación.

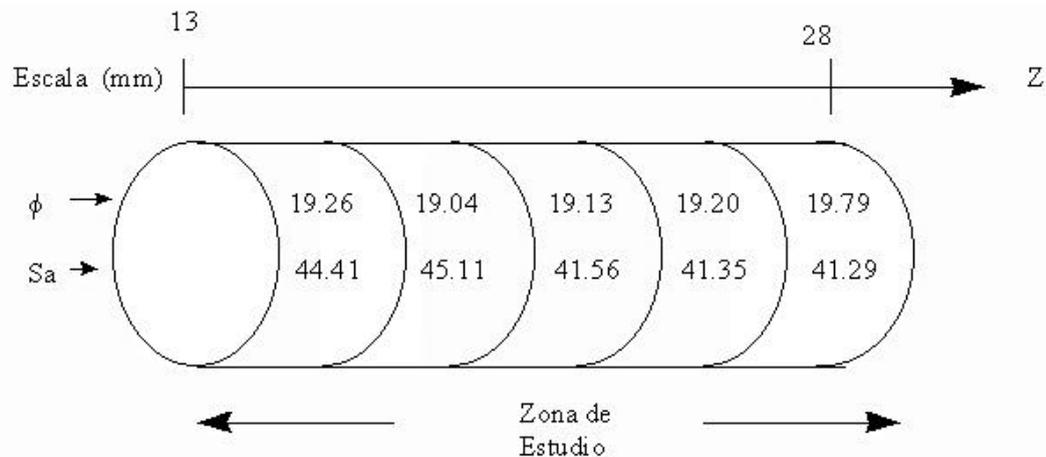


Figura 7. Valores de Porosidad y saturación de aire promedio (S_a) (cortes de 3 mm.)

En la figura 8 se observa el mismo comportamiento que se presentó en la figura 7. Obsérvese por ejemplo que el valor de porosidad obtenido para el rango comprendido entre 19 cm y 22 cm de la figura 7 se

mantiene siempre por encima de los valores obtenidos para este mismo intervalo en la figura 8.

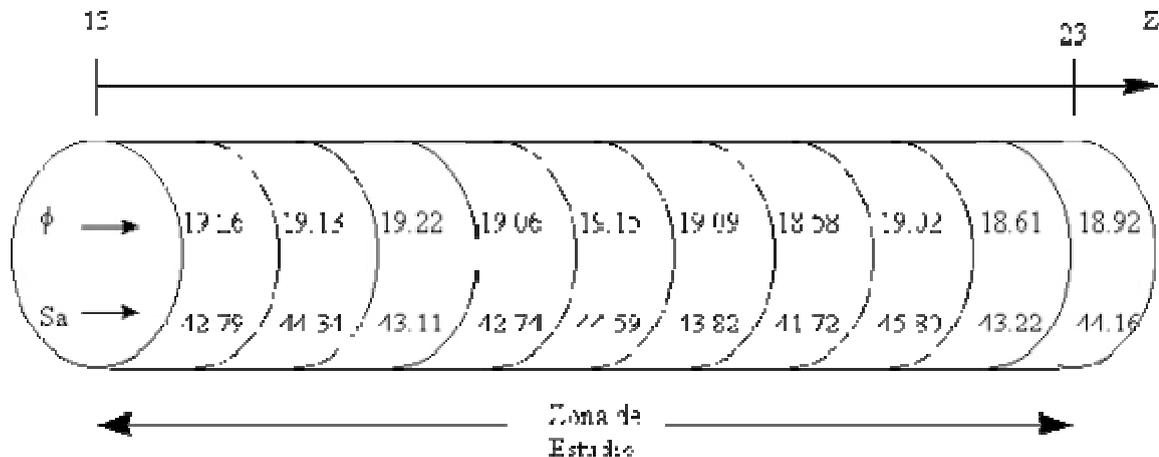


Figura 8. Valores de Porosidad y saturación de aire promedio (Sa) (cortes de 1 mm.)

En la tabla 2 se muestran los valores de porosidad obtenidos para diferentes anchos de banda y el porcentaje de error obtenido de uno respecto al otro. Puede verificarse que el mayor porcentaje de error se obtiene cuando se compara el resultado obtenido con el ancho de banda de 10mm con el obtenido para

1mm; sin embargo la variación es sólo del 2,6%, lo cual muestra que el ancho de banda no tiene influencia significativa en el valor final de la propiedad, siempre y cuando el área abarcada sea igual, tal y como se muestra en la **tabla 2**, donde además se presenta el error (E) del menor espesor con respecto al mayor.

Tabla 2. Diferencia de porosidad para diferentes anchos de banda.

Cortes	Z(mm)	ϕ promedio (%)	E (%)
10 y 5	3 - 32	19.52 - 19.36	0.82
10 y 1	13 - 22	19.52 - 19.00	2.60
5 y 3	13 - 27	19.20 - 19.29	0.42
5 y 1	13 - 17	19.31 - 19.00	1.50
3 y 1	13 - 22	19.14 - 19.04	0.68

En la **Figura 9** puede observarse la distribución de porosidad a lo largo del núcleo a diferentes niveles de

resolución. Este tipo de gráficos permite verificar la existencia de posibles heterogeneidades a lo largo de la muestra de roca bajo análisis.

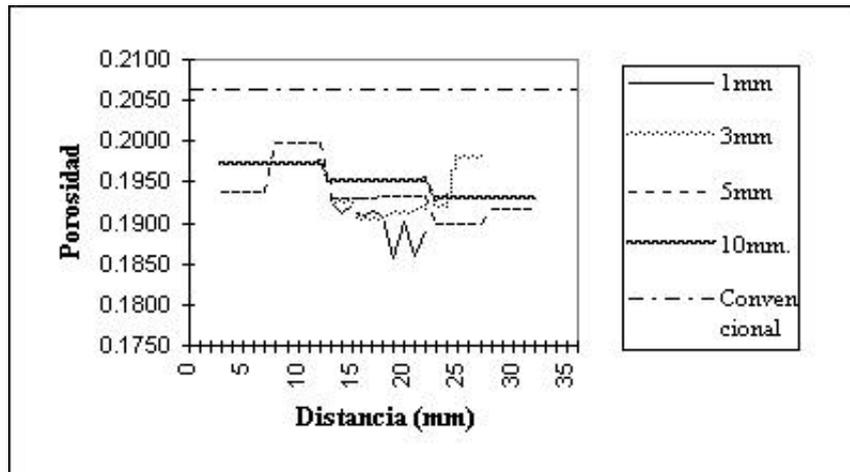


Figura 9. Distribución de Porosidad en un núcleo Berea.

En la Figura 9 también se ve que a medida que el nivel de resolución aumenta, esto es disminuye el ancho de banda, la TC revela mas detalles de la roca, los cuales permiten construir un perfil de porosidades cada vez más representativo tal y como sucede para los cortes de 10 y 5 mm.

Determinación de Saturación. Esta propiedad fue medida en una muestra Berea la cual fue llevada a saturación residual de aceite mediante un proceso de desplazamiento con aire. El diseño del escaneo y los parámetros de operación son iguales a los utilizados para calcular porosidad. Los valores de NTC para los anchos de banda de la muestra saturada 100% de agua y aceite son iguales a los obtenidos en el calculo de porosidad.

Saturación promedio. La saturación de aire promedio obtenida con cortes de 10 mm. es de 50.64%, este valor se desvía 4,7% respecto del valor de saturación obtenido por el método de balance volumétrico. Sin embargo para anchos de banda de 5mm se obtienen un valor de saturación igual a 51,65% el cual se desvía sólo 2,8 % del obtenido por balance volumétrico.

En la **Figura 10**, se puede ver como va disminuyendo la saturación de aire a lo largo del núcleo, esto evidencia la existencia de zonas preferenciales de desplazamiento o canales de flujo. También se ve como a partir de varios cortes axiales se puede construir la distribución de saturación a lo largo de la muestra y por lo tanto estudiar el desplazamiento del frente de inyección y el área de barrido.

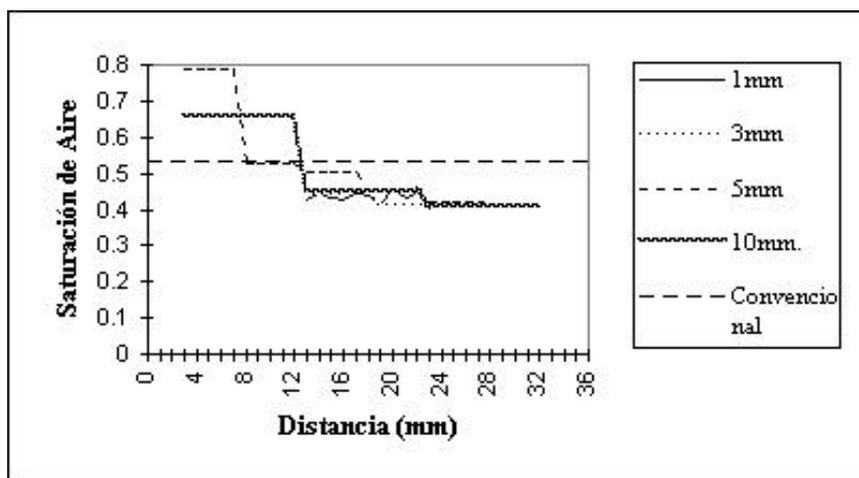


Figura 10. Distribución de Saturación de Aire

La saturación de aire promedio no es posible calcularla a partir de un solo corte, debido a que el proceso de saturación bifásica de la roca es un proceso dinámico y, como se dijo antes, la distribución de cada una de las fases no es uniforme. Así, para obtener un valor semejante al hallado por el método de balance volumétrico se hace necesario abarcar el mayor

volumen posible de la muestra. Como podemos ver en la **tabla 3** el espesor de corte no afecta demasiado los cálculos finales, sin embargo los errores obtenidos son ligeramente superiores a los obtenidos para la medida de porosidad.

Tabla 3. Diferencia de saturación de aire entre cortes.

Cortes	Z (mm)	Sa promedio (%)	E (%)
10 y 5	3 - 33	50.64 - 51.65	1.99
10 y 1	13 - 23	45.07 - 43.63	3.20
5 y 3	13 - 28	45.77 - 42.74	6.62
5 y 1	13 - 18	47.65 - 43.63	8.44
3 y 1	13 - 22	43.69 - 43.57	0.27

Si comparamos los resultados de saturación obtenidos a partir del tomógrafo con aquellos medidos por balance volumétrico observamos que el valor de saturación obtenido para anchos de banda de 5 mm es el más cercano al obtenido por el método de balance volumétrico: Recordemos que tanto para saturación como para porosidad, el error promedio que se reporta en la literatura es del orden de 2 y 3% respectivamente.

Obtención de la distribución de radio de poro equivalente en una roca. La presión capilar es una de las variables petrofísicas más importantes para la ingeniería de yacimientos petrolíferos. Sabemos que esta propiedad depende entre otras variables del tamaño de poro. A partir de la teoría de tubos capilares podemos expresar la presión capilar a partir de la ecuación siguiente :

$$P_c = \frac{0.2900899278\sigma \cos\theta}{r} \quad (5)$$

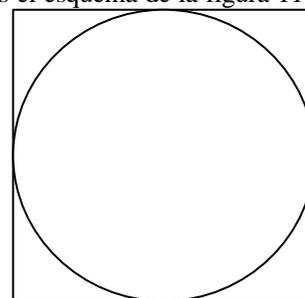
Donde: P_c : Presión capilar (psi)
 σ : Tensión interfacial (dinas/cm)
 θ : Angulo de contacto del fluido humectante
 r : Radio del poro (μ m)

Con TC, tras analizar diferentes alternativas, no se pudo encontrar una forma adecuada para determinar

con precisión valores de tamaño de poro confiables, esto debido a que la resolución del equipo utilizado no permitía medir esta propiedad de forma precisa. Sin embargo es posible calcular el radio de poro equivalente (R_{eq}), bajo algunos supuestos como por ejemplo que para cada voxel existen poros cilíndricos. Conociendo el radio de todos los poros dentro del volumen mencionado el R_{eq} puede calcularse mediante la siguiente expresión.

$$R_{eq} = \sqrt{r_1^2 + r_2^2 + \dots + r_n^2} \quad (6)$$

Donde $r_{1..n}$: Radio del poro 1 al poro n.
 Dentro de la malla de voxeles lo poros pueden estar organizados de diferentes formas –suposición– ocupando uno dos o mas voxéles; de acuerdo a ello tendrían un valor diferente de longitud de pixel
 Si asumimos el esquema de la figura 11.



$$\langle == L_{pixel} = 2R_{eq} == \rangle$$

Figura 11 Relación entre Radio de poro Equivalente y Longitud del píxel.

Si se calcula el área porosa unitaria como $A_{\text{poroUnita}} = L_{\text{pixel}}^2 \cdot \phi$ el área del círculo y se iguala con reemplaza $L_{\text{pixel}} = 2R_{\text{eq}}$, se puede probar que:

$$R_{\text{eq}} = L_{\text{pixel}} \sqrt{\frac{\phi}{\pi}} \quad (7)$$

Es decir, el radio equivalente puede calcularse con base en la porosidad hallada por TC y en la longitud del píxel, que depende de la resolución del equipo. Es claro entonces que a mayor resolución podría aproximarse más el R_{eq} a un R verdadero. Como estos valores son puntuales, para que tengan mayor aporte debe hacerse en una zona de estudio más amplia, pero esto tiene el inconveniente que el volumen de datos generados es demasiado alto y el sistema de escaneo es cerrado y no permite manipularlos. Además, el tipo de muestra a la cual se pretenda efectuar una aproximación de R_{eq} también debe tenerse en cuenta en el momento de definir que parámetros de operación se han de aplicar en el escaneo; así por ejemplo, para el caso estudiado, una muestra tipo berea, el máximo tamaño de poro que se puede presentar según lo plantea la literatura es de aproximadamente $30 \mu\text{m}$; el equipo que se utilizó permite una resolución de $64 \mu\text{m}$ de diámetro (radio de $32 \mu\text{m}$), por lo que, para hacer un estudio de R_{eq} más representativo en este caso, sólo debe hacerse voxel por voxel -arreglo 1- y no tomando de a cuatro o nueve -otros posibles arreglos-.

5. Conclusiones

- Los resultados obtenidos en el cálculo de porosidad para el EC, demuestran que la TC es una técnica que arroja resultados confiables.
- Se ha demostrado desde el punto de vista técnico que es posible utilizar la TC para determinar porosidad, saturación de fluidos y hacer evaluaciones cualitativas como detectar fracturas y diferencias de densidad.
- La distribución de fluidos a lo largo de una muestra de roca porosa y permeable después de un proceso de inyección de fluidos puede monitoriarse a partir de un tomógrafo para estudiar la forma en que ocurre el desplazamiento a través de la muestra.

- Cualitativamente pueden detectarse cambios de densidad en el material de estudio cuando las zonas abarcan varios voxels. Aún cuando en la imagen no sean observados estos cambios, es posible hallarlos con la ayuda de los valores puntuales de NTC.
- La ventaja más importante de la TC con respecto a el análisis de núcleos de forma convencional, es la capacidad que tiene para dividir la muestra en pequeños volúmenes sin destruirla y permitir analizar las propiedades de cada uno de estos elementos.
- Es muy probable que adelantos tecnológicos futuros permitan caracterizar, con mayor grado de precisión la forma y el tamaño de poro
- Hemos propuesto una ecuación que permite calcular el tamaño de poro de una muestra de roca lo cual constituye uno de los aportes más importantes de este trabajo.
- Dado que los equipos de tomografía existentes en nuestro medio están destinados para fines médicos, no es posible lograr un servicio regular de análisis petrofísicos, debido a las circunstancias propias de un hospital, lo que hace que no sea recomendable llevar a cabo pruebas de este tipo con un programa regular..
- Para poder estandarizar la realización de pruebas TC en rocas yacimiento es necesario tener a disposición un tomógrafo para análisis de núcleos, ya sea en la universidad u otra institución que lo adquiera con estos propósitos y esté dispuesta a prestar el servicio comercialmente.

Agradecimientos

A todo el personal del Hospital Universitario San Vicente de Paúl con cuya colaboración fue posible realizar este trabajo, especialmente a Dora Luz Rodríguez, técnica operaria del equipo, Jairo Hernando Patiño, médico radiólogo y director del departamento de imagenología, Eduardo León, médico físico y Guillermo Bolívar, médico radiólogo. A quienes hicieron de alguna u otra manera aportes

significativos en nuestro proceso formativo en la Universidad Nacional.

REFERENCIAS

1. MORGAN, F. et al. "Improvements in the X Ray Saturation Technique of Studying Fluid Flow". Petroleum Transactions, AIME. Volume 189. 1950. Pág 183.
2. LAIRD, A. D. K. et al. "Three Component Saturation in Porous Media by X Ray Technique". Petroleum Transactions, AIME. Volume 216. 1959. Pág 216.
3. HOUNSFIELD, G. N. "Computerized Transverse Scanning (Tomography) Part 1: Description of System". The British Journal of Radiology. Volume 46, Number 552. December 1973. Pág. 1016.
4. HOUNSFIELD, G. N. "Computerized Transverse Scanning (Tomography) Part 2: Description of System". The British Journal of Radiology. Volume 46, Number 552. December 1973. Pág. 1022.
5. BROOKS, R. A. and Di Chiro, G. "Theory of Image Reconstruction in Computed Tomography". Radiology. Volumen 117. December 1975. Pág 561.
6. PHELPS, M. E. et al. "Attenuation Coefficients of Various Body Tissues, Fluids, And Lesions at Photon Energies of 18 to 136 keV". Radiology. Volumen 117. December 1975. Pág. 573.
7. McCULLOUGH, E. C. "Factors Affecting the Use of Quantitative Information from a CT Scanner". Radiology. Volume 124, Number 1. July 1977. Pág. 99.
8. HECHT, E. and Zajac, A.. "Optica". Fondo Interamericano S. A. Primera Edición en Español. Cap 11 y 14. USA, 1977.
9. HAAGA, J. and ALFIDI R. "Computed Tomography of the Whole Body". Mosby, St. Louis. Toronto. 1983. Capítulo 1.
10. WANG, S. et al. "Computer Assisted Tomography for the Observation of Oil Displacement in Porous Media". SPEJ. February 1984. Pág. 53.
11. CRORNWELL, V. et al. "The Use of a Medical Computer Tomography (CT) System to Observe Multiphase Flow in Porous Media". 59th. Annual Technical Conference And Exhibition of the SPE. September 16-19, 1984.
12. BERGOSH, J. L., et al.:"New Core Analysis Techniques for Naturally Fractured Reservoirs". California Regional Meeting SPE March 27-29. 1985.
13. HONARPOUR, M. M. et al. "Reservoir Rock Descriptions Using Computed Tomography ". 60th Annual Technical Conference And Exhibition of the SPE. September 22-25, 1985.
14. HOVE, A. O. et al. "Visualization of Laboratory Corefloods With the Aid of Computerized Tomography of X Rays". SPERE May 1987, Pág.148.
15. WELLINGTON, S. L. And Vinegar, H. J. "X Ray Computerized Tomography". JPT. August 1987. Pág. 885.
16. HUNT, P. K. et al. "Computed Tomography as a Core Analysis Tool: Applications, Instrument Evaluation, and Image Improvement Techniques". JPT September 1988. Pág 1203.
17. WITHJACK, E. M. "Computed Tomography for Rock Property Determination and Fluid-Flow Visualization". SPEFE, December 1988. Pág. 696.
18. AUZERAIS, F.M., et al.:"Laboratory Characterization of an Isotropic Rocks". Annual Technique Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers September 23 - 26. 1990.
19. TORNUTSA, L. "Application of Integrated Pore-to-Core Image Analysis To Study Fluid Distribution in Reservoir Rocks". 65th Annual Technical Conference And Exhibition of the SPE September 23-26, 1990.
20. SPRUNT, E. S. et al. "CT Scan Monitored Electrical Resistivity Measurements Show Problems Achieving Homogeneous Saturation". SPEFE June 1991. Pág 134.
21. DUNSNUIR, J. H. et al. "X Ray Microtomography: A New Tool for The Characterization of Porous Media". 66th. Annual Technical Conference and ESPE. October 1991.
22. AUZERAIS, F. M. et al. "Computed Tomography for the Quantitative Characterization of Flow Through a Porous Medium". 66th. Annual Technical Conference And Exhibition of the SPE. October 6-8, 1991.
23. LAKE, L. W. et al. "Reservoir Characterization II". Academic Press INC. Harcourt Brace Jovanovich Publishers. United States of America. Section 1. 1991 ág. 102.
24. ELERI, O. O. et al. "Physical Aspects of Formation Damage in Linear Flooding Experiments". SPE 23784. February 26-27, 1992. Pag. 179.
25. "INDUSTRIAL COMPUTED TOMOGRAPHY". ASM HandBook. Vol. 17. Nondestructive Evaluation and Quality Control. USA. 1992. Pág. 358.
26. LOPERA C., S. H. y Ocampo, A. "Diseño y Construcción de Equipo para Análisis Petrofísicos Especiales". TDG Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, 1992.
27. POSADA A. S. "Manual para el Uso del Permeámetro de Gases". Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Febrero 1993.

28. CUTHIEL, D. et al. "Steam Corefloods with Concurrent X-Ray CT Imaging". JCPT Volume 32. Number 3. March 1993. Pág. 37.
29. MACALLISTER, D. J. "Application of X-Ray CT Scanning To Determine Gas/Water Relative Permeabilities". SPEFE September 1993. Pág.184.
30. MORGAN F. et al. "Improvements in the X Ray Saturation Technica of Studying Fluid Flow". SPEFE September 1993. Pág 184.
31. JASTI J. K. et al "Microscopic Imaging of Porous Media With X Ray Computer Tomography". SPEFE September 1993. Pag. 189.
32. CLOSSMANN, P. J. and Vinegar, H. J. "A technique for Measuring Steam and Water Relative Permeabilities at Residual Oil in Natural Cores: CT Scan Saturations". JCPT Volume 32. Number 9. November 1993. Pág. 55.
33. "MANUAL DE OPERACIONES DEL EQUIPO SCANNER PRO SPEED". General Medica de Colombia. Noviembre. 1993. Pags 1-9.
34. KANTZAS, A. et al. "Characterization of a Heavy Oil Reservoir Using Computer Assisted Tomography of Core Material". JCPT Volumer 33. Number 6. June 1994. Pag.
35. WALSH, M. P. And E. M. Withjack. "On Some Remarkable Observtions of Laboratory Dispersion Using Computed Tomography". JCPT. Volume 33. Number 9. November 1994. Pag. 36.
36. "STANDARD GUIDE FOR COMPUTED TOMOGRAPHY (CT) IMAGING" Annual Book of ASTM Standards. Section 3. Volume 03.03. Nondestructive Testing. Philadelphia. Pág. 700. 1994.
37. "STANDARD PRACTICE FOR COMPUTED TOMOGRAPHY (CT) EXAMINATION". Annual Book of ASTM Standars. Section 3. Volume 03.03. Nondestructive Testing. Philadelphia. Pág. 778. 1994.
38. HUANG, Y et al. "X-Ray Imaging of Waterflood Fluid Saturations in Heterogeneous Rock Slabs". SPE 30000. November 14-17, 1995. Pag 483.
39. HUANG, Y. et al. "Capillary Trapping Mechanism in Water-Wet Laminated Rocks". SPERE November 1995. Pág. 287.
40. TREMBLAY, Bernard et al. "Imaging of Sand Production in a Horizontal Pack by X Ray Computed Tomograpy". SPEFE. June 1996. Pág. 94.
41. FLÓREZ, F.A. y Rincón, L. E. "Procedimientos de Ensayo Análisis Petrofísicos Especiales, Manual de Laboratorio". TDG Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, 1996.
42. CARRILLO, F. "Exploración a Nuevas Técnicas para el Análisis Cualitativo de Propiedades Básicas" Conferencia. Semana Técnica del Petróleo. UIS. 1996.

43. HICHS Jr., Paul J. "X-Ray Computer-Assisted Tomography for Laboratory Core Studies". JPT December 1996. Pag. 1120.

LISTA DE SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

- a : Coeficiente de Klein Nishina
A : Aire
b : Constante igual a $9.8E-24$
E : Error del menor espesor con respecto al mayor
EC : Empaque de capilares
EA : Empaque de diferentes tipos de arenas
E TC-T : Error en la medición para la porosidad del EC hallada por TC y teóricamente
E TC-C : Error en la medición para la porosidad del EC hallada por TC y en forma convencional
 K_a : Permeabilidad al aire
L : Longitud o espesor de un elemento atravesado por una intensidad determinada
NB1 : Núcleo berea 1
NB2 : Núcleo berea 2
NTC : Número TC
NTC C-A : Valor NTC de los capilares 100% saturados de Aire
NTC C-W : Valor NTC de los capilares 100% saturados de Agua
 NTC_{+f1+f2} : Número TC para la roca saturada del fluido 1 y 2
 NTC_{+f1} : Número TC para la roca 100% saturada del fluido 1
 NTC_{+f2} : Número TC para la roca 100% saturada del fluido 2
 NTC_{f1} : Número TC del fluido uno
 NTC_{f2} : Número TC del fluido dos
O : Tersol
 S_{o-irr} : Saturación irreducible de aceite
 S_a : Saturación de aire
 S_f : Saturación de fluidos
 $S_{f1}(x, y, z)$: Saturación de fluido 1
 $S_{f2}(x, y, z)$: Saturación de fluido 2
TC : Tomografía Computarizada
 V_f : Volumen de fluidos
 V_p : Volumen poroso
W : Agua
Z : Posición de escaneo
 Z_a : Número atómico del material en estudio
 Z_e : Número atómico efectivo
 ρ : Densidad del material en estudio
 μ : Coeficiente de atenuación
 μ_{ref} : Coeficiente de atenuación de referencia para el cual está calibrado el equipo

μ_{af} : Coeficiente de atenuación debido al efecto de absorción fotoeléctrica

μ_{ec} : Coeficiente de atenuación debido al efecto de dispersión de compton

$\phi(x, y, z)$: Porosidad TC

$\phi_{e,t}$: Porosidad teórica del empaque

$\phi_{e,c}$: Porosidad convencional del empaque

ϕ : Porosidad