

# ESTIMACIÓN DE SATURACIONES IN-SITU DURANTE EXPERIMENTOS DE INYECCIÓN DE FLUIDOS USANDO TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA DE RAYOS X

Andrés F. Ortiz Meneses<sup>\*</sup>; Edwar Herrera Otero; Nicolás Santos Santos

Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander (UIS) Carrera 27 CII 9, Ciudad Universitaria. Bucaramanga. Colombia.

<sup>\*</sup>E-mail: afortizm@uis.edu.co

## RESUMEN

La adquisición de imágenes de tomografía axial computarizada de rayos-X (TAC) durante los experimentos de inyección de fluidos, permite monitorear el movimiento de los fluidos dentro del medio poroso y realizar análisis cuantitativos y semi-cuantitativos, que sirven para una mejor interpretación de los fenómenos que se estudian en laboratorio. Este trabajo presenta el procedimiento a seguir y los equipos y consideraciones necesarias para la correcta adquisición e interpretación de estas imágenes durante las diferentes pruebas de laboratorio. Posteriormente, se presenta el desarrollo de un experimento de inyección de fluidos y se analiza la exactitud de los resultados obtenidos por medio de la interpretación de las imágenes y sus posibles aplicaciones. Los resultados muestran una buena concordancia entre las saturaciones estimadas por medio de la TAC y las obtenidas por medio del balance de materia.

**Palabras clave:** Tomografía Computarizada, Coreflooding, Saturaciones In-Situ, Rayos-X.

## IN-SITU SATURATION DETERMINATION IN COREFLOODING EXPERIMENTS USING X-RAY COMPUTED TOMOGRAPHY

## ABSTRACT

X-rays computed tomography (CT) imaging during coreflooding experiments, allows monitoring fluid flow in porous media and quantitative and semi-quantitative analysis, which contribute to a better understanding of the phenomena being studied in the laboratory. This paper presents the necessary procedure, equipment and considerations for the correct acquisition and interpretation of these images during different laboratory tests. Subsequently it presents the development of a coreflooding experiment and the analysis of accuracy of the results obtained by the images interpretation and its possible applications. Results show a good agreement between CT saturations and material balance saturations.

**Keywords:** Computed Tomography, Coreflooding, In-Situ Saturation, X-Ray.

**Cita:** Ortiz, A.F., Herrera, E. y Santos N. (2017). Estimación de saturaciones in-situ durante experimentos de inyección de fluidos usando tomografía computarizada de rayos X. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 15 (2), 107-116.



## INTRODUCCIÓN

La tomografía axial computarizada de rayos-x (TAC) es una técnica que ha sido ampliamente utilizada en la industria petrolera en las últimas tres décadas, debido a que su capacidad de inspeccionar el interior de las rocas de una manera no destructiva es útil tanto para el cálculo de sus propiedades (Siddiqui y Khamees, 2004), como para la estimación de saturaciones *in situ* durante experimentos de inyección de fluidos, siendo esta última aplicación la que se trata en el presente trabajo.

El principio físico en el que se basa la TAC para el estudio no intrusivo de la roca es la medición de la atenuación de los rayos-X que se produce cuando estos interactúan con sus distintos materiales. Información adicional sobre fenómeno puede encontrarse en otros trabajos (Ortiz, Plata, Herrera y Santos, 2015) (Calzado y Geleijns, 2010). En el caso específico del cálculo de saturaciones durante los experimentos, la estimación se fundamenta en que, la atenuación de la roca se verá afectada por la naturaleza de los fluidos presentes en los poros; posteriormente se expone el tema con mayor profundidad.

Cabe resaltar que existen otras técnicas para determinar saturaciones durante los experimentos de flujo multifásico de fluidos, como por ejemplo modelos transparentes, medidas de resistividad, absorción de microondas, atenuación de rayos-X y rayos gamma, inyección de radio isótopos, radiografía de neutrones, entre otros, pero, en comparación con esas técnicas, la TAC es rápida, exacta, fácil de calibrar y ofrece una resolución espacial fina; además de imponer pocas restricciones sobre el experimento (Wellington y Vinegar, 1987), las cuales se mencionarán más adelante. Es importante resaltar que como lo señala Kantzas y Marentette (1992), aunque se puede determinar saturaciones bifásicas y trifásicas con una buena exactitud, en ningún caso se pueden estimar saturaciones nativas, es decir, las saturaciones de fluidos que presenta un núcleo de perforación preservado o fresco.

Como se mencionó, esta herramienta impone unas pocas restricciones en los experimentos, una de ellas es que, para alcanzar el contraste necesario en la atenuación de rayos-X, se deben usar “dopantes” que corresponden a trazadores de alto número atómico, que favorecen la atenuación del fluido, pero que pueden alterar el comportamiento reológico de los fluidos, lo que hace menos representativo el experimento (Withjack, Devier y Michael, 2003).

En general, pueden encontrarse aplicaciones de la TAC en el monitoreo de experimentos para el cálculo de permeabilidades relativas (MacAllister, Miller, Graham y Yang, 1993) (Nordtvedt, Ebeltoft, Iversen y Sylte, 1997), estudios de inyección de solventes, y el desplazamiento de fluidos inmiscibles (Cameron, London, Donald y Wassmuth, 2014) (Luo y Kantzas, 2008), para el estudio de fenómenos como la dispersión, la digitación viscosa, la segregación gravitacional, la saturación de aceite atrapado, el *bypassing* debido a heterogeneidades, el control de movilidad y la mojabilidad (Vinegar y Wellington, 1987). En síntesis, se puede afirmar que la TAC puede ser aplicada para mejorar la calidad de cualquier experimento en que sea necesaria la estimación de saturaciones *in-situ*. Para más información sobre aplicaciones estáticas o dinámicas se remite el lector a otro trabajo (Withjack, et al., 2003).

## ESTIMACIÓN DE SATURACIÓN EN EXPERIMENTOS BIFÁSICOS

Para realizar la estimación de las saturaciones *in-situ* durante el experimento, es necesario poseer algunos dispositivos adicionales además del escáner de tomografía, el cual generalmente es un equipo médico acoplado debidamente con el sistema de inyección y producción de fluidos en el medio poroso; un tomógrafo multicorte de cuarta generación, con 64 cortes axiales por rotación (64 filas de detectores), cumple ampliamente con los requerimientos para la realización eficiente de estudios dinámicos y estáticos, de acuerdo con las exigencias actuales de la industria y la investigación; adicionalmente, el equipo debe tener energía graduable, de manera que se pueda realizar escaneos a energía alta (120 - 140 kV) y energía baja (80-100 kV). Es importante señalar que, aunque en dos fases no se usa el enfoque de energía dual (de doble energía), éste sí será necesario para el caso de tres fases expuesto más adelante.

Por otro lado, el equipo que se utilice para realizar la inyección de fluidos (si es que está se realiza), no necesita tener condiciones específicas y se debe ajustar a lo requerido en el experimento, sin embargo, es conveniente que se pueda cuantificar el recobro de al menos una de las fases, para poder mejorar la estimación de las saturaciones por medio de la calibración de los puntos finales del proceso (Kantzas y Marentette, 1992) Se debe tener en cuenta que, si el ensayo consiste en una inyección de fluidos, todo el montaje experimental debe acoplarse de manera que el coreholder se pueda introducir dentro del escáner, durante el desarrollo de la prueba, de manera que en muchos casos es muy útil

contar con un acoplamiento mecánico entre el sistema de inyección-producción y el escáner TAC, como el que se expone más adelante. Similarmente, se debe tener presente que, durante los procesos de adquisición de imágenes, la cabina de seguridad en la que se encuentra el escáner debe estar desocupada y cerrada, por esto, los equipos de desplazamiento deben poder ser operados y monitoreados de manera remota (desde una distancia de 5 metros o superior) o poder funcionar sin que el operario esté presente por lo menos durante los tiempos de adquisición de las imágenes.

Otro dispositivo a tener en cuenta en el diseño del experimento es el *coreholder* o el dispositivo que contiene el medio poroso en general, el cual debe cumplir con ciertas condiciones de “transparencia a los rayos-x”, es decir, que presente atenuaciones bajas de los rayos-x, por esto debe estar construido de materiales como aluminio o titanio; Vinegar y Wellington presentan un listado de posibles aleaciones (Vinegar y Wellington, 1987). Es importante señalar que, debido a la resistencia superior del titanio, se puede trabajar a presiones elevadas que son inviables para el aluminio. Similarmente, es recomendado que el contenedor del medio poroso sea cilíndrico, ya que esta geometría permite una fácil corrección de artificios de imágenes y una interpretación con menos errores en general, esto siempre y cuando la tomografía se realice transversal al núcleo, de manera que los cortes obtenidos sean circulares; en cualquier caso se debe tener en cuenta que esta configuración es una sugerencia y no una limitante, por ejemplo, Sharma, Brigham, y Castanier (1997) presentan un estudio en un modelo de desplazamiento bidimensional (área) cuadrado.

Por otro lado, cuando se usan mangas para muestras tipo tapón, se recomiendan que estén hechas de Buna-N o de vitón de baja dureza. El vitón de alta dureza presenta una atenuación elevada y puede generar que los rayos-x no lleguen hasta la muestra estudiada.

## USO DE TRAZADORES O DOPANTES

Para lograr disminuir el error numérico en los cálculos y alcanzar un mejor contraste visual durante los experimentos, se recurre normalmente a materiales “dopantes”, los cuales consisten en trazadores de alto número atómico que se agregan a los fluidos con el fin de aumentar su atenuación y así diferenciarlos de otros fluidos. Estos dopantes pueden ser agregados tanto a la fase aceite como a la fase agua o gas. Aunque una correcta elección de dopantes para las dos fases involucradas puede mejorar los resultados de la interpretación, en

general se propone usar la menor cantidad posible de dopantes para disminuir la alteración de las propiedades de los fluidos, de manera que en los experimentos involucran dos fases, se propone que sólo una de éstas debe ser dopada, la selección de cual, se debe realizar en base a la configuración de cada experimento, pero se debe tener en cuenta que agregar el agente trazador puede alterar las propiedades de flujo de los fluidos (Withjack, et al., 2003), además se puede tener efecto en la interacción entre éstos, lo que es desfavorable para los casos donde se evalúan desplazamientos miscibles. La **Tabla 1** muestra algunos dopantes generalmente usados para las fases aceite, agua y gas según la literatura (Vinegar y Wellington, 1987).

**Tabla 1.** Trazadores comúnmente usados en ensayos de tomografía.

Componente	Fase
NaI	Salmuera
NaBr	Salmuera
KI	Salmuera
KBr	Salmuera
Aceite Bromados (Bromodecano)	Aceite
Aceites yodados (Yodo-decano o Yodo-dodecano)	Aceite
(C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> ) <sub>4</sub> Pb	Aceite
(CH <sub>3</sub> ) <sub>4</sub> Pb	Aceite
Kriptón	Gas
Xenón	Gas

En los experimentos de dos fases, la selección del dopante y de la fase a dopar está dada por el objetivo del ensayo y los fenómenos que se quieran estudiar, se debe intentar siempre alcanzar el mayor contraste con la mínima alteración de los fluidos. Para experimentos de agua y aceite, generalmente, se dopa la fase salmuera por medio de, yoduro de sodio (NaI) o yoduro de potasio (KI), reemplazando parte de los iones Cl<sup>-</sup> por iones I<sup>-</sup>, mientras que en los experimentos que involucran gas y aceite se usa generalmente yodo-decano, cabe señalar que estas configuraciones mencionadas no son obligatorias y pueden ser modificadas según lo convenga el investigador o según la disponibilidad de reactivos. Por otro lado, es importante señalar que cuando se decida usar dopantes en ambas fases, los materiales que se usan deben presentar comportamientos de atenuación diferentes para mantener el contraste, por ejemplo, no usar yodo-decano con yoduro de sodio (NaI), los cuales producirán un contraste pobre debido a que el yodo es el encargado de la atenuación para ambas fases; para este caso, una configuración de yoduro de potasio (KI) y yodo-decano sería más conveniente.

Por otro lado, la cantidad de dopante usada generalmente en cada fase oscila entre un 20 y 40% de porcentaje en peso. Aunque el valor óptimo varía según la configuración del experimento, se busca usar la menor cantidad de dopante que produce la atenuación suficiente. Para más información sobre el uso y selección de dopantes el lector es remitido al trabajo de Vinegar y Wellington (1987).

**Ubicación de la muestra.** El contenedor de la muestra debe ubicarse de manera transversal al gantry, es decir, paralelo a la mesa de rayos-X. Esta configuración permite que se obtengan cortes circulares de la muestra, de manera que se haga más fácil la corrección del efecto del *beam hardening*. Se debe recordar remover siempre los dispositivos de acero que puedan interponerse en el camino del escaneo, como por ejemplo abrazaderas, ya que puedan generar absorción alta de rayos-X. La Figura 1 presenta un esquema de la ubicación de la muestra.

Otros autores como Akin y Kovsky (2003) han propuesto situar el *coreholder* perpendicular a la mesa de rayos-x, de manera que la muestra queda paralela al gantry y con una sola rotación se pueden adquirir varios cortes transversales. Aunque en teoría esta configuración parece práctica y permite la visualización de toda la roca instantáneamente, presenta el inconveniente de generar un artefacto (un error sistemático en las imágenes) tipo *beam hardening*, pero con forma de “X”.

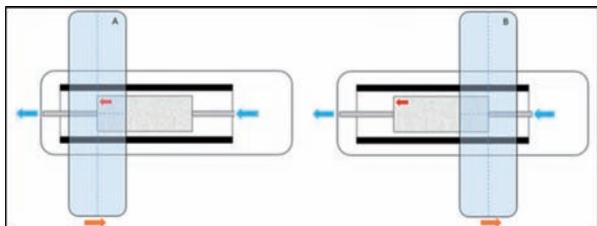


Figura 1. Ubicación del coreholder en el tomógrafo.

**Procedimiento de análisis.** Uno de los primeros trabajos donde se puede encontrar el uso de la TAC para la visualización de fluidos dentro de la roca son los de Wellington y Vinegar (Wellington y Vinegar, 1987) (Vinegar y Wellington, 1987). En estos artículos se presenta la ecuación para calcular saturación de fluidos en casos bifásicos. Ésta se puede deducir a partir de la definición de la atenuación lineal que se tienen en un vóxel compuesto por roca y espacio poroso, el cual está saturado por dos fluidos (ej. Agua y aceite), como el mostrado en la Figura 2. Note que en esta ilustración, se separa la roca (el vóxel de roca) en dos secciones con porosidad igual, una donde existe roca más agua y otra donde existe roca más aceite, el tamaño de una sección en relación a la otra en cada vóxel será función de la

saturación de fluidos el mismo; cada sección presenta entonces una atenuación característica que puede ser estimada y la cual está representada por cada uno de los términos de la ecuación (1), además sabiendo que la ecuación (2) se cumple para un sistema bifásico, se reemplaza y despeja para obtener la ecuación (3), que es la que finalmente se muestra en los trabajos mencionados.

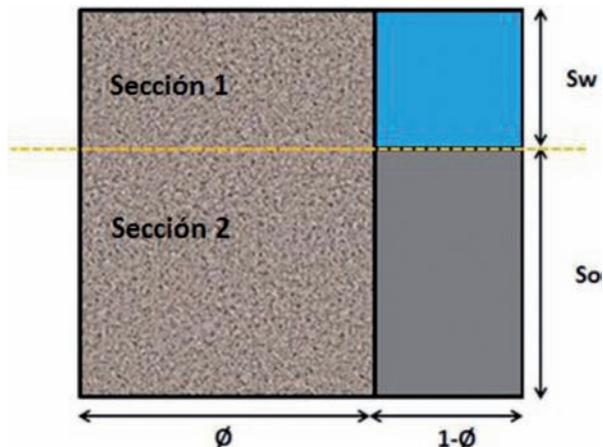


Figura 2. Esquema de la atenuación de un vóxel con agua y aceite.

$$CTN = CTN_r^w * Sw + CTN_r^o * So \tag{1}$$

$$1 = So + Sw \tag{2}$$

$$So = \frac{CTN - CTN_r^w}{CTN_r^o - CTN_r^w} \tag{3}$$

Donde, *CTN* es el número CT en el estado de saturación a determinar, *CTN<sub>r</sub><sup>w</sup>* es la atenuación de la roca saturada de agua, *CTN<sub>r</sub><sup>o</sup>* es la atenuación de la roca saturada de aceite. Es importante señalar que la ecuación presentada se aplica, para cada corte o vóxel de las imágenes adquiridas, obteniendo así una distribución de saturaciones en el dominio de la roca.

Note en la expresión (3) que para estimar la saturación de aceite en la roca es necesario conocer la atenuación de la roca cuando se encuentra saturada totalmente de aceite y cuando se encuentra totalmente saturada de agua, por esto es necesario que, previamente al experimento, se escanee la roca totalmente saturada de aceite y totalmente saturada de agua. La ecuación (3) debe ser aplicada en un cálculo vóxel a vóxel, o corte a corte, por esto es importante que, en los diferentes escaneos, la roca se sitúe en la misma ubicación, para poder aplicar una superposición de imágenes.

Por otro lado, es importante señalar que, el procedimiento de escanear la roca totalmente saturada de aceite, y luego limpiarla para realizar el

experimento, adiciona un tiempo considerable a la ejecución de las pruebas, por esto, algunos autores (Sharma, et al., 1997) (Alvestad, et al., 1992), proponen usar un análisis alternativo, en el cual el escaneo se realiza a saturación irreducible de agua en lugar de a saturación total de aceite, lo que permite que la muestra no sea movida durante la adquisición de imágenes y simplifica el procedimiento. En este trabajo se propone reemplazar la ecuación (3) por la ecuación (4), la deducción de esta expresión se encuentra en el trabajo referenciado.

$$S_o = \frac{(CTN - CTN_r^w)(1 - Swc)}{(CTN_r^{Swc} - CTN_r^w)} \quad (4)$$

En la ecuación (4),  $CTN_r^{Swc}$  es la atenuación medida a saturación de agua irreducible y  $Swc$  es la saturación de agua irreducible. Esta ecuación es la base para estimar las saturaciones durante el proceso de desplazamiento y puede aplicarse a cualquier par de fluidos, pero es importante señalar que la exactitud de esta ecuación está limitada a que se cumpla la suposición de que la saturación de agua irreducible es constante a lo largo de toda la roca.

## DESARROLLO EXPERIMENTAL

Se realiza un experimento bifásico agua-aceite para verificar el procedimiento propuesto para la estimación de saturaciones por medio de TAC. La prueba se realiza en el sistema CFS 700-CT, el cual está conformado por equipos de inyección-producción de marca Vinci Technologies, que incluyen entre otras cosas, control de presión de confinamiento y temperatura, un coreholder de titanio (transparente a los rayos-X) y un separador bifásico con sistema de *video tracker*, integrados con un escáner médico General Electric de cuarta generación, con captura helicoidal de 64 cortes por rotación (GE Optima 660). La Figura 3 muestra una fotografía del equipo utilizado.



**Figura 3.** Sistema integrado de inyección de fluidos y escáner TAC, CFS 700 – CT.

El experimento consiste en inyección de aceite en una roca totalmente saturada de agua hasta llevar a saturación irreducible de agua (drenaje), para posteriormente, inyectar agua para desplazar el aceite (imbibición); los dos desplazamientos se realizan a tasa de 0.5 cc/min. En ambos casos, la roca es escaneada a una energía de 140 kV en intervalos de tres minutos hasta alcanzar ruptura, después los escaneos se realizan cada 30 minutos y posteriormente cada hora. Las propiedades más relevantes de la roca y los fluidos utilizados pueden encontrarse en la Tabla 2. En este caso, la salmuera preparada contiene 45000 ppm de yoduro de potasio (KI).

**Tabla 2.** Propiedades de la roca y el fluido.

Propiedad	Valor	Unidad
<b>Propiedades de la roca</b>		
Largo	8.8125	cm
Diámetro	3.827	cm
Volumen poroso	20.058	cc
Porosidad	19.79	%
$Ko_{eff} @ Swirr^a$	39.606	mD
<b>Propiedades de los fluidos</b>		
Viscosidad del agua	1.1	cp
Viscosidad del aceite	2.7	cp
<b>Condiciones de experimento</b>		
Temperatura	20	°C
Presión confinamiento	3000	Psi
Presión de Poro	1400	Psi

<sup>a</sup> Permeabilidad relativa del aceite a saturación irreducible de agua

Es importante señalar que previo al experimento, se adquirieron las imágenes respectivas de la roca totalmente saturada de aceite y seca. El escaneo para obtener la roca totalmente saturada de agua se realiza justo antes de iniciar el proceso de drenaje; también se escanean los fluidos solos (sin estar dentro de la roca), con el fin de medir sus atenuaciones, los resultados se muestran en la Tabla 3.

**Tabla 3.** Resultados del escaneo de los fluidos.

Número CT de la salmuera	2241.164
Número CT del aire	-572.842
Número CT del aceite	236.3041

Las imágenes de tomografía obtenidas se procesan utilizando el software Image-J, el cual permite un análisis estadístico de áreas concretas de las mismas.

Por ejemplo, se carga una imagen de la roca seca, la cual se puede apreciar en la Figura 4 en la cual se muestra un corte longitudinal de la muestra, en el cual se puede evidenciar la presencia de un cuerpo extraño en forma de lámina que atraviesa.

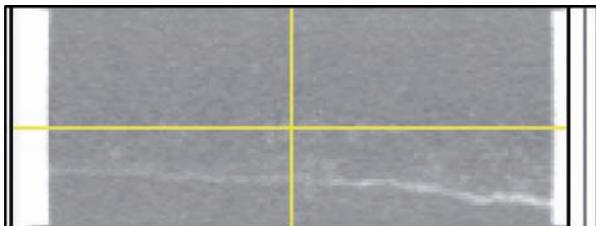


Figura 4. Corte longitudinal de la muestra en CT.

Para la estimación de saturaciones, las imágenes son cargadas en Image-J, con el fin de obtener los valores promedio de atenuación de la roca en diferentes tiempos y a diferentes distancias, para poder aplicar la ecuación (3), para esto, es necesario la definición de un área de interés o ROI (*region of interest*), de manera que el software sólo analice la información correspondiente a la roca y omita todo lo demás, tal como se muestra en la Figura 5. Después de seleccionar el área, se pide a la herramienta que obtenga un perfil del valor de número promedio (número CT) de cada corte como función de la distancia, lo que permite obtener un perfil longitudinal de número CT promedio, como el mostrado en la Figura 6.

Es importante señalar que los valores CT elevados que se muestran en los extremos, son causados por los cabezotes de inyección/producción que no corresponden a la roca, estos valores pueden removerse manualmente posteriormente.

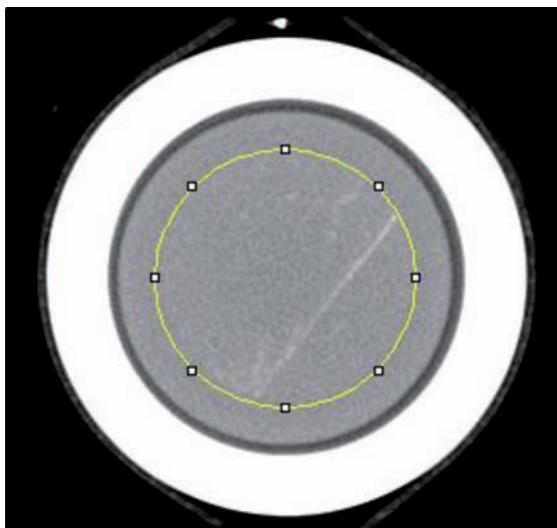


Figura 5. Imagen de tomografía y selección de área.

Las imágenes se procesan de manera que se obtiene una escala de colores que permite observar el frente de avance del aceite inundando la roca durante el proceso de drenaje, tal como lo muestra la Figura 7. Note que la lámina mencionada, actúa como una barrera de no-flujo, lo que permite que haya una velocidad de fluido mayor en la zona superior, respecto a la inferior, generando el perfil de avance mostrado en esta figura.

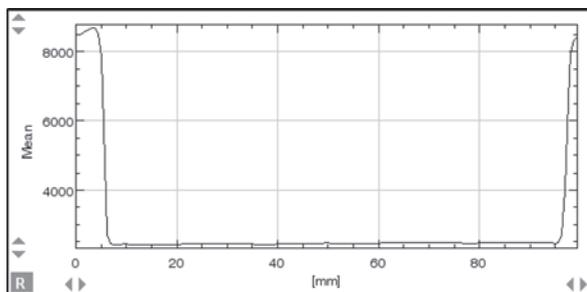


Figura 6. Perfil de número CT contra distancia.

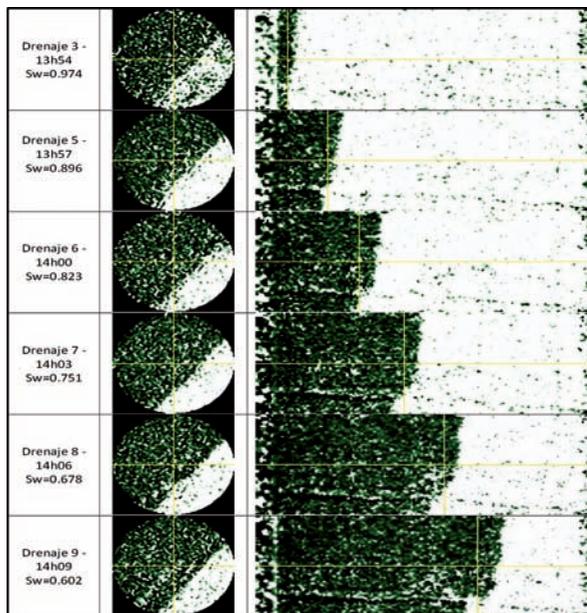


Figura 7. Visualización del frente de avance.

Los perfiles obtenidos, son exportados a Excel, donde se manipulan para aplicar las ecuaciones correspondientes y se obtienen las saturaciones en cada instante experimental. Los resultados son mostrados de la Figura 8, la Figura 9 (proceso de drenaje), la Figura 10, y la Figura 11 (proceso de imbibición). Note que en las gráficas obtenidas se puede ver el frente de avance de fluidos, el cual se desplaza en el tiempo desde el extremo de inyección (izquierda), hasta el extremo de producción (derecha).

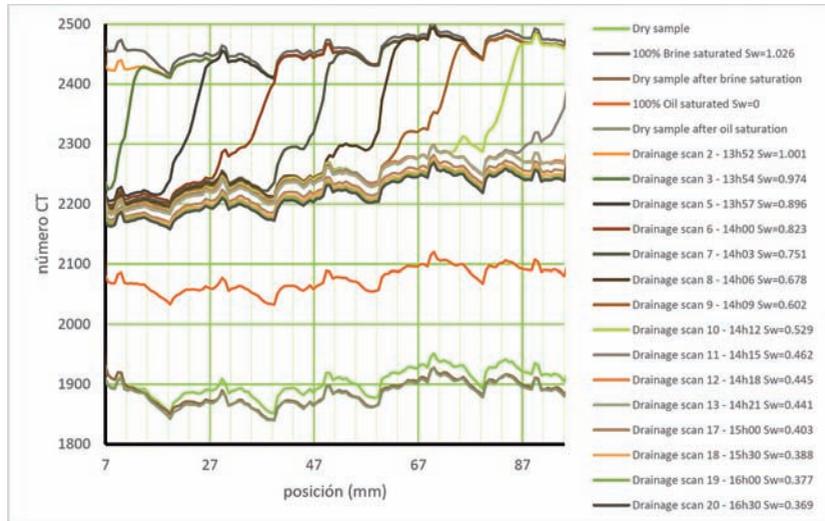


Figura 8. Perfiles de número CT para el proceso de drenaje.

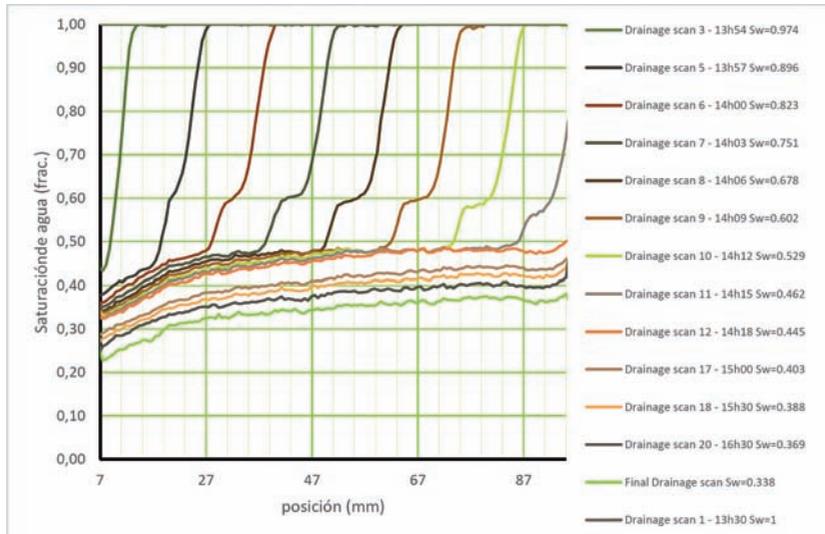


Figura 9. Perfiles de saturación para el proceso de drenaje.

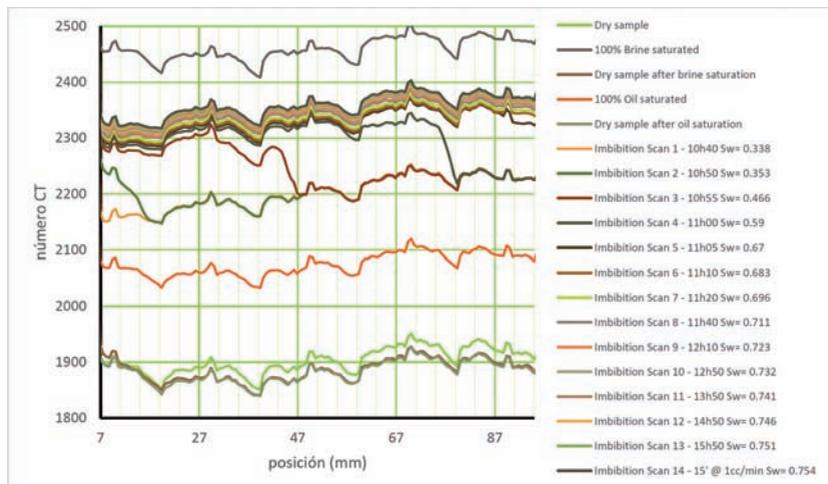


Figura 10. Perfiles de número CT para el proceso de imbibición.

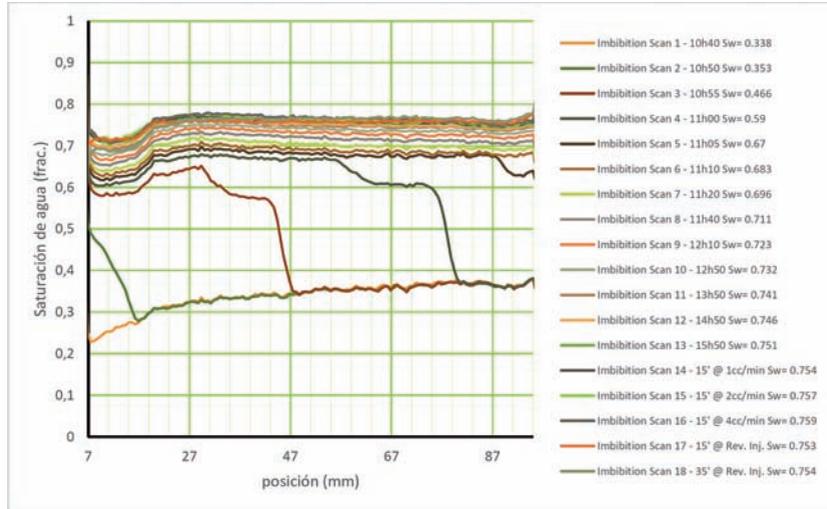


Figura 11. Perfiles de saturación para el proceso de imbibición.

De los perfiles obtenidos se pueden realizar diversas observaciones, por ejemplo, note que la saturación de agua irreducible no es uniforme, siendo menor en la zona cercana a la inyección; de igual manera, la saturación de aceite residual exhibe el mismo comportamiento. Esta distribución irregular de los fluidos puede relacionarse con la heterogeneidad de la muestra, principalmente, con la presencia del cuerpo extraño que crea una barrera de no flujo y que fue mencionado anteriormente.

Similarmente, se realiza un análisis con los contrastes de la roca seca y saturada de salmuera,

con el fin de estimar la porosidad, para esto se usa la ecuación (5).

$$\emptyset = \frac{CTN_r^w - CTN_r^a}{CTN^w - CTN^a} \tag{5}$$

Donde,  $CTN_r^a$  es la atenuación de la roca seca,  $CTN^w$  es la atenuación del agua y  $CTN^a$  es la atenuación del aire.

Los resultados obtenidos para la porosidad se muestran en la Figura 12; el valor promedio de esta propiedad es de 19.795%.

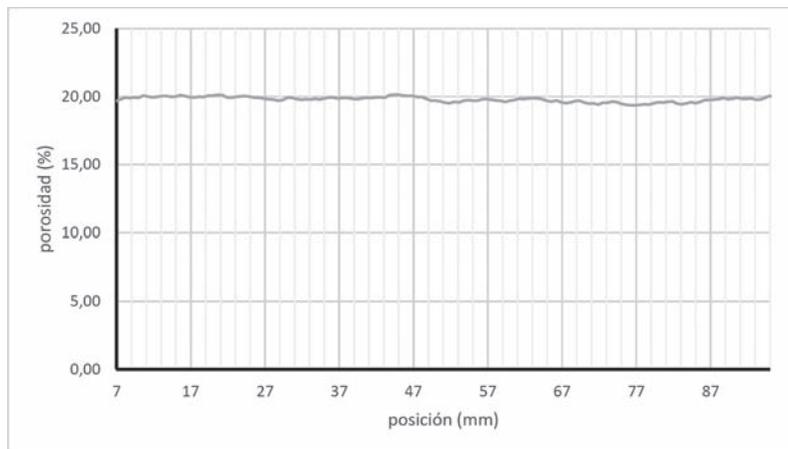


Figura 12. Perfiles de porosidad en la muestra.

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados de saturación obtenidos por medio de la herramienta TAC, se comparan con la información que se puede obtener por medio del balance de

materia, con el fin de verificar la exactitud de los resultados obtenidos.

En este caso, se utilizan los perfiles obtenidos en el proceso de drenaje en las etapas previas a ruptura,

de manera que, conociendo la tasa constante de inyección, se puede realizar un balance de masa sencillo para determinar los volúmenes de cada fluido en determinados instantes de tiempo, sin necesidad de utilizar datos de producción o involucrar posibles errores debidos a la precisión del separador (antes de ruptura se inyecta aceite y se produce sólo agua).

Por otro lado, para obtener el volumen de cada fase dentro de la roca, partiendo de las saturaciones estimadas por TAC, se propone utilizar la expresión (6)

$$V_w = \emptyset A \int S_w(x) dx \quad (6)$$

Donde  $V_w$  corresponde al volumen de agua,  $\emptyset$  es la porosidad y  $A$  el área transversal de la roca.

Se evalúan 5 diferentes tiempos de escaneo. La comparación de los resultados obtenidos puede verse en la Tabla 4.

**Tabla 4.** Comparación de volúmenes estimados por medio del balance de materia y por medio de TAC.

Tiempo [min]	V <sub>w</sub> <sup>a</sup> TAC [cc]	V <sub>w</sub> balance materia [cc]	% Error
0	20.058	20.058	0.00
1	19.558	19.574	0.08
4	18.058	18.004	0.30
7	16.558	16.530	0.17
10	15.058	15.075	0.11
13	13.558	13.599	0.31

<sup>a</sup>V<sub>w</sub> = Volumen de agua

De la información mostrada, se puede inferir que el cálculo de saturación realizado por medio de la herramienta TAC presenta una alta concordancia con el balance de materia, de manera que la información obtenida es confiable, y puede ser utilizada para diversos análisis como la estimación de permeabilidades relativas y la evaluación de desplazamientos con agua.

## CONCLUSIONES

La comparación de los resultados obtenidos en la estimación de saturaciones por medio de tomografía TAC, con respecto a los que se pueden inferir por balance de materia, muestran que, bajo el esquema de trabajo propuesto, los resultados obtenidos con esta herramienta son confiables.

Similarmente, se puede afirmar que, el aumento en la atenuación que se obtuvo en la salmuera, por medio

de la cantidad de trazador agregado, es suficiente para producir un contraste adecuado entre las fases, el cual permite una buena exactitud en la estimación de saturaciones.

Por otro lado, las imágenes de tomografía que se obtuvieron durante el experimento permiten ver el movimiento de los fluidos dentro del medio poroso, y evidencian que, debido a la heterogeneidad de la muestra utilizada, se produce un avance irregular del frente de desplazamiento. Esta observación se pudo realizar gracias a la utilización de la TAC durante la inyección, y muestra la gran utilidad de esta herramienta tanto para el estudio en laboratorio de fenómenos asociados a métodos de recobro secundario y mejorado, como para la selección de los medios porosos a utilizar en los experimentos.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren agradecer a la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, al Grupo de investigación de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos, y al proyecto de investigación en “Técnicas Avanzadas de Imágenes” por el apoyo recibido y al Doctor Mathieu Roger por su contribución en el desarrollo del presente trabajo.

## REFERENCIAS

- Akin, S., & Kovscek, A. (2003). Computed tomography in petroleum engineering research. *Applications of X-ray Computed Tomography*, 215, 23-38.
- Alvestad, J., Gilje, E., Hove, A., Langeland, O., Maldal, T., & Schilling, B. (1992). Coreflood experiments with surfactant system for IOR: Computer tomography studies and numerical modelling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 7, 155-171.
- Calzado, A., & Geleijns, J. (2010). Computed Tomography. Evolution, technical and applications. *Revista de Física Médica*, 163-180.
- Cameron, S., London, M., Donald, J. & Wassmuth, F. (2014). Waterflooding Experiments with X-ray CT Imaging. *SPE-170147-MS*, 1-15.
- Kantzas, A., & Marentette, D. (1992). Computer-assisted tomography: from qualitative visualization to quantitative core analysis. *The*

- Journal of Canadian Petroleum Technology*, 31(9), 48-56.
6. Luo, H., & Kantzas, A. (2008). Investigation of Diffusion Coefficients of Heavy Oil and Hydrocarbon Solvent Systems in Porous Media. *SPE-113995-MS*, 1-10.
7. MacAllister, D., Miller, K., Graham, S., & Yang, C. (1993). Application of X-Ray CT Scanning To Determine Gas/Water Relative Permeabilities. *SPE Formation Evaluation*, 184-188.
8. Nordtvedt, J., Ebeltoft, E., Iversen, J., & Sylte, A. (1997). Determination of Three-Phase Permeabilities From Displacement Experiments. *SPE Formation Evaluation*, 221-226.
9. Ortiz, A., Plata, J., Herrera, E., y Santos, N. (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. *Revista Fuentes*, 13(1), 57-63.
10. Sharma, B., Brigham, W., & Castanier, L. (1997). *CT Imaging Techniques for Two-Phase and Three-Phase In-Situ Saturation Measurements*. Stanford, California: Stanford University.
11. Siddiqui, S., & Khamees, A. (2004). Dual-Energy CT-Scanning Applications in Rock Characterization. *SPE*, 1-9.
12. Vinegar, H., & Wellington, S. (1987). Tomographic imaging of three-phase flow experiments. *Rev. Sci. Instrum.* 58(1), 58(1), 96-107.
13. Wellington, S., & Vinegar, H. (1987). X-Ray Computerized Tomography. *Journal of Petroleum Technology*(SPE 16983), 885-898.
14. Withjack, E. M., Devier, C., & Michael, G. (2003). The Role of X-Ray Computed Tomography in Core Analysis.

---

**Recepción:** 21 de mayo de 2017

**Aceptación:** 2 de julio de 2017