

**DETERMINACIÓN EXPERIMENTAL DE SATURACIONES DE CRUDOS
PESADOS EN MUESTRAS TIPO TAPÓN MEDIANTE LA APLICACIÓN DE
RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR, TOMOGRAFÍA AXIAL
COMPUTARIZADA DE RAYOS - X Y RESISTIVIDAD**

**DIANA YINETH ANDRADE MATURANA
OSCAR JAIR ORTIZ NARANJO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

**DETERMINACIÓN EXPERIMENTAL DE SATURACIONES DE CRUDOS
PESADOS EN MUESTRAS TIPO TAPÓN MEDIANTE LA APLICACIÓN DE
RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR, TOMOGRAFÍA AXIAL
COMPUTARIZADA DE RAYOS - X Y RESISTIVIDAD**

**DIANA YINETH ANDRADE MATURANA
OSCAR JAIR ORTIZ NARANJO**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

**LUIS FELIPE CARRILLO MORENO
M.Sc. en Ingeniería de Petróleos**

Co-Director

**ANDRÉS FELIPE ORTIZ MENES
M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

Al creador de todas las cosas, por protegerme durante toda mi vida y darme fuerzas para superar obstáculos y dificultades, por estas y muchas otras razones dedico primeramente mi trabajo a Dios.

A mi madre Fabiola Maturana Mosquera por ser la persona que me ha acompañado durante todo mi trayecto estudiantil y de vida, porque con ejemplo me ha enseñado a no desfallecer ni rendirme ante nada y siempre perseverar a través de sus sabios consejos.

A mi tía, a quien la quiero como a una madre, por compartir momentos significativos conmigo y por siempre estar dispuesta a escucharme y ayudarme en cualquier momento.

A mis hermanos Robinsón y Moisés, que siempre han estado junto a mí, brindándome su apoyo, muchas veces poniéndose en el papel de padre. A mis hermanas Anggie y Neyi, que a pesar de las diferencias siempre han estado incondicionales y me han demostrado su gran fe. A mi familia en general, por compartir conmigo buenos y malos momentos.

A mi amiga Honga, por su apoyo incondicional en el transcurso de mi carrera universitaria, por compartir momentos de alegría, tristeza y demostrarme que siempre podré contar con ella.

A mi compañero de tesis, por la paciencia, y a mis compañeros que iniciaron conmigo este camino.

Gracias a esa persona especial que llegó a mi vida a brindarme su apoyo, amor y amistad.

Diana Yineth Andrade Maturana

DEDICATORIA

Quisiera dedicar este proyecto a Dios por brindarme la salud para poder culminar esta etapa de mi vida.

A mis padres María Elena y Hernando por apoyarme durante toda mi formación profesional, brindarme su amor y ser mi motivación para cumplir muchos propósitos en mi vida.

A mi tío Oscar Naranjo quien me brindó su apoyo y depósito siempre su confianza en mí.

A mis amigos por su compañía, ayuda, consejos y en especial por esos buenos momentos durante los años de universidad.

Oscar Jair Ortiz Naranjo

AGRADECIMIENTOS

Manifestamos nuestros más sinceros agradecimientos:
Universidad Industrial de Santander por brindarnos el espacio para una
permanente formación académica y personal.

A mis profesores, quienes me brindaron su tiempo, su apoyo y la sabiduría que me
transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional.

Al M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, M.Sc. Andrés Felipe Ortiz y M.Sc. María
Isabel Sandoval, por su valiosa guía y asesoramiento, durante la elaboración de
este proyecto.

A los ingenieros del Grupo de Investigación de Modelamiento de Procesos de
Hidrocarburos por las sugerencias dadas durante la realización de la tesis
Al personal del Parque Tecnológico Guatigará, en especial al grupo de trabajo
del laboratorio de Daño a la formación y Petrofísica, Grupo de investigación en
tomografía para caracterización de yacimientos y Resonancia Magnética Nuclear.

Finalmente, gracias a todas las personas que ayudaron directa e indirectamente
en la realización de esta tesis.

Diana y Oscar

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. MARCO TEÓRICO	20
1.1 RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR	20
1.1.1 Fundamentos de la resonancia magnética nuclear.....	21
1.1.1.1 Magnetismo Nuclear	21
1.1.1.2 Polarización.	24
1.1.1.3 Inclinación de pulsación y decaimiento de inducción libre	27
1.1.1.4 Detección de ecos de momentos rotacionales.....	30
1.1.1.5 Tiempo de medición de RMN.....	33
1.1.2 Identificación de hidrocarburos.	34
1.1.2.1 Amplitud Total.	35
1.1.2.2 T2 Cut-off.	36
1.2 TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA DE RAYOS - X (TAC)	37
1.2.1 Funcionamiento de La TAC	38
1.2.2 Rayos X.	39
1.1.3 Determinación de saturación de fluidos	40
1.1.3.1 Estimación de saturaciones en experimentos bifásicos.	41
1.1.3.2 Uso de trazadores.....	41
1.1.3.3 Ubicación de la muestra.....	42
1.1.3.4 Procedimiento de análisis	43
1.2 PROPIEDADES ELÉCTRICAS.....	46
1.2.1 Resistividad.....	46
1.2.2 Determinación de saturación de agua.	47
1.2.2.1 Determinación de los parámetros de Archie	48
1.2.2.2 Saturación de agua.....	48

2. DISEÑO EXPERIMENTAL.....	50
2.1 PRUEBAS PRELIMINARES	50
2.1.1 Selección de la muestra.....	50
2.1.2 Caracterización de los fluidos	51
2.1.3 Saturación de la muestra.	52
2.2 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL	52
2.2.1 Medición de la resistividad en un sistema roca – fluido	55
2.2.2 Resonancia magnética nuclear para un sistema roca – fluido	57
2.2.3 Tomografía axial computarizada de rayos X.....	60
3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	63
3.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE RESISTIVIDAD.....	63
3.1.1 Resultado exponente de cementación (m) y saturación (n) determinados mediante análisis de núcleos.....	63
3.2 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR	65
3.3 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA DE RAYOS – X.....	69
3.4 COMPARACIÓN ENTRE LAS TÉCNICAS.....	74
4. CONCLUSIONES	76
5. RECOMENDACIONES.....	78
BIBLIOGRAFÍA.....	79
ANEXOS.....	83

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Trazadores comúnmente usados en ensayos de tomografía.	42
Tabla 2. Propiedades de la muestra.	51
Tabla 3. Características de la salmuera.....	52
Tabla 4. Valores de saturación obtenidos con Resistividad y RMN.	74

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Movimientos de rotación y precesión del átomo de Hidrógeno frente a un Campo Magnético externo.	22
Figura 2. Magnetismo Nuclear inherente de los Núcleos de Hidrógeno.	23
Figura 3. Estado energético del núcleo.	25
Figura 4. Magnetización neta de los núcleos de hidrógeno frente a un campo magnético externo.	26
Figura 5. Fenómeno de resonancia magnética nuclear.	27
Figura 6. Ángulo de inclinación después de la magnetización.	28
Figura 7. Decaimiento de inducción libre (FID).	29
Figura 8. Generación de ecos de momentos rotacionales.	30
Figura 9. Tren de ecos de momentos rotacionales.	31
Figura 10. Curva de decaimiento de la magnetización transversal T_2	32
Figura 11. Transformación de ecos a la distribución T_2	33
Figura 12. Diagrama de Sincronización de mediciones RMN.	34
Figura 13. $T_{2\text{Cut-off}}$ indicando las zonas de BVI y FFI.	36
Figura 14. Equipo de tomografía computarizada ubicado en el parque tecnológico Guatiguará.	38
Figura 15. Representación del proceso realizado a una muestra de roca mediante la tomografía axial computarizada.	39
Figura 16. Escaneo real para un núcleo.	40
Figura 17. Ubicación de la muestra en el tomógrafo.	43
Figura 18. Esquema de la atenuación de un vóxel con agua y aceite.	44
Figura 19. Muestra B-S-24.	51
Figura 20. Resistivity Core Pet y SR715/720.	52
Figura 21. Procedimiento de desplazamiento.	54
Figura 22. Diagrama del diseño experimental de resistividad.	55
Figura 23. Diagrama del diseño experimental para RMN.	58

Figura 24. Diagrama del diseño experimental para CT.....	61
Figura 25. Determinación de los parámetros a y m , utilizados en la ecuación de Archie.....	64
Figura 26. Determinación del exponente de saturación (n), utilizado en la ecuación de Archie.....	65
Figura 27. Índice de amplitud de la salmuera.	66
Figura 28. Distribución T_2 de la muestra 100 % saturada de salmuera.	66
Figura 29. Distribución T_2 de la muestra a condiciones de saturación de agua irreducible (S_{wirr}).....	67
Figura 30. Distribución T_2 de la muestra a condiciones de saturación de aceite residual (S_{or}).	68
Figura 31. Distribución T_2 de la muestra a condiciones de saturación de agua irreducible (S_{wirr}), segundo desplazamiento (crudo – salmuera).....	69
Figura 32. Muestra 100 % saturada de salmuera.	70
Figura 33. Crudo desplaza salmuera.	70
Figura 34. Salmuera desplaza crudo.	71
Figura 35. Perfil de Atenuación.....	72
Figura 36. Perfil de Saturación.....	73
Figura 37. Comparación entre las tres metodologías utilizadas para la determinación de saturaciones.	74

LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Resistividad a nivel de laboratorio.....	83
Anexo B: Parámetros y data para la prueba de RMN.....	86
Anexo C: Tomografía axial computarizada de rayos – X.....	89

RESUMEN

TÍTULO: DETERMINACIÓN EXPERIMENTAL DE SATURACIONES DE CRUDOS PESADOS EN MUESTRAS TIPO TAPÓN MEDIANTE LA APLICACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR, TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA DE RAYOS - X Y RESISTIVIDAD *

AUTORES: DIANA YINETH ANDRADE MATURANA
OSCAR JAIR ORTIZ NARANJO **

PALABRAS CLAVES: RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR, T_2 CUT-OFF, TIEMPO DE RELAJACIÓN TRANSVERSAL T_2 , TOMOGRAFÍA, VÓXEL, RAYOS X, EMULSIÓN, MEDIO POROSO, RESISTIVIDAD.

DESCRIPCIÓN:

En Colombia se encuentran crudos pesados en seis cuencas, siendo las más relevantes las cuencas de los Llanos Orientales y la cuenca del Valle Medio del Magdalena, cuyas contribuciones representan aproximadamente el 30 % de la producción nacional, debido a esto, se requiere la evaluación de dichos yacimientos con el fin de caracterizarlos conociendo sus propiedades petrofísicas, donde la saturación es una de las más relevantes, asimismo los métodos convencionales para determinar saturaciones a nivel de laboratorio se ven afectados por la formación de emulsiones a la hora de realizar desplazamientos dinámicos en medios porosos cuando se tratan de crudos pesados, debido a que se dan las condiciones propicias para la formación de emulsiones.

Con el presente proyecto de investigación se busca determinar experimentalmente saturaciones de crudos pesados en muestras tipo tapón mediante la aplicación de Resonancia Magnética Nuclear, y Resistividad, validándolas con tomografía, ya que, estas técnicas son excelentes candidatas a la hora de monitorear el movimiento de los fluidos en el medio poroso.

Las pruebas se llevaron a cabo en el grupo de investigación en tomografía para caracterización de yacimientos, en el equipo de Resonancia Magnética Nuclear de bajo campo, y Resistividad ubicados en el Parque Tecnológico Guatiguará, a partir de un diseño experimental basado en literatura existente.

Finalmente, se obtiene la saturación de crudo pesado.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete González, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: EXPERIMENTAL DETERMINATION OF HEAVY CRUDE OIL SATURATIONS IN PLUG-TYPE SAMPLES THROUGH THE APPLICATION OF NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE, X-RAYS COMPUTERIZED AXIAL TOMOGRAPHY AND RESISTIVITY*

AUTHOR: DIANA YINETH ANDRADE MATURANA
OSCAR JAIR ORTIZ NARANJO **

KEYWORDS: NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE, T_2 CUT-OFF, TRANSVERSE RELAXATION TIME T_2 , TOMOGRAPHY, VOXEL, X-RAY, EMULSION, POROUS MEDIA, RESISTIVITY.

DESCRIPTION:

In Colombia, heavy crude oil is found in six basins, being the basins on the Eastern Plains and the ones on the Middle Magdalena Valley the most relevant ones. The contributions of these basins represent approximately 30% of the national production. Due to this, the evaluation of these oil deposits is required in order to characterize them knowing their petrophysical properties, where saturation is one of the most important ones similarly, conventional methods to determine saturations at a laboratory level are affected by the formation of emulsions when performing dynamic displacements in porous media regarding heavy crudes, due to the fact that the conditions are propitious for the formation of emulsions.

This research project aims at determining, experimentally, saturations of heavy crudes in plug-type samples by applying Nuclear Magnetic Resonance, and Resistivity, validating them with Tomography, for these techniques are excellent candidates to monitor the movement of fluids when a displacement in the porous medium takes place.

The tests were conducted in the research group in tomography for reservoir characterization, in the equipment of Nuclear Magnetic Resonance of low field, and Resistivity located in the Technological Park Guatiguará from an experimental design based on existing literature. Finally, the saturation of heavy crude oil is obtained.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete González, Ingeniero de Petróleos.

INTRODUCCIÓN

En Colombia se pueden encontrar crudos pesados en seis de las 16 cuencas productoras de hidrocarburos, siendo las más relevantes las cuencas de los Llanos Orientales y la cuenca del Valle Medio del Magdalena, cuyas contribuciones representan aproximadamente el 30 % de la producción nacional. Debido a esta cifra es importante reconocer el potencial de los crudos pesados, y se hace necesario su estudio, en este trabajo se pretende implementar tres técnicas diferentes a las convencionales, ya que en estas se presentan problemas que dificultan su aplicación.

Dentro de los problemas frecuentes se tienen las emulsiones, las cuales se definen como la mezcla de dos líquidos inmiscibles. Para que la emulsión ocurra debe contar con un agente emulsificante (tensoactivos o surfactantes, etc.) el cual es una sustancia parcialmente soluble tanto en el agua como el crudo, la cual se ubica en la interfase permitiendo estabilizar. Esta condición de solubilidad parcial se debe a que sus moléculas están formadas por una cabeza polar y una cola no polar. Por último, debe haber un flujo de energía desde o hacia el fluido.

Los métodos convencionales para determinar saturaciones a nivel de laboratorio se ven afectados por la formación de emulsiones a la hora de realizar desplazamientos dinámicos en medios porosos cuando se trata de crudos pesados, debido a que se dan las condiciones propicias para la formación de emulsiones, además la química de estos crudos puede conducir a interpretaciones erróneas.

Es por esto que se hace necesario el conocimiento de este tipo de hidrocarburo, por tal razón, el presente trabajo contiene la información correspondiente a las metodologías realizadas a nivel de laboratorio para determinar experimentalmente saturaciones de crudos pesados en muestras tipo tapón, en los

cuales se utiliza el equipo de tomografía computarizada de rayos X (TAC), el espectrómetro en la técnica de Resonancia Magnética Nuclear, y por último mediante propiedades eléctricas, es decir mediciones de Resistividad, dado que, son técnicas no destructivas y presentan una alternativa diferente al balance de materia para el cálculo de saturaciones, lo que las hace muy atractivas en el entorno actual, así mismo, estas técnicas son excelentes candidatas a la hora de monitorear el movimiento de los fluidos cuando se llevan a cabo un desplazamiento en el medio poroso, también, se puede realizar un análisis cuantitativo, que ayuda a la interpretación de los fenómenos que se estudian en el laboratorio.

La realización de pruebas experimentales y posterior análisis de los resultados obtenidos en laboratorio permite la selección del método adecuado para determinar saturaciones en crudos pesados simplificando el tiempo de trabajo.

En el primer capítulo se presentan las generalidades de la técnica de Resonancia Magnética Nuclear de bajo campo, los mecanismos de relajamiento en medio poroso y la identificación de hidrocarburos mediante el uso del índice de amplitud de los fluidos, posteriormente, se expone el funcionamiento de la tomografía axial computarizada de rayos X para la determinación de saturaciones, por último, se introducen las propiedades eléctricas, haciendo alusión a las mediciones de Resistividad y los factores que hacen parte de esta como son: índice de resistividad, factor de formación, exponente de cementación y exponente de saturación.

El segundo capítulo tendrá el diseño experimental llevado a cabo para el desarrollo del proyecto, la determinación de las variables que harán parte del diseño y las pruebas preliminares realizadas antes de iniciar el procedimiento experimental.

Seguidamente, en el tercer capítulo, se realiza la respectiva interpretación y análisis de los resultados experimentales obtenidos por cada una de las pruebas llevadas a cabo en los equipos mencionados anteriormente, así mismo una comparación entre

los valores obtenidos a través de cada técnica, de tal manera que se puedan contrastar los diferentes datos de saturación.

Finalmente, en el cuarto capítulo se presentan las conclusiones.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

En la actualidad una de las técnicas de evaluación de yacimientos más novedosa es la Resonancia Magnética Nuclear, la cual aún se encuentra en un estado dinámico de desarrollo. Siendo una técnica que permite determinar propiedades petrofísicas de la roca mediante la medición e interpretación de los tiempos de relajación de los protones de los fluidos contenidos en su espacio poroso, es decir, proporciona información valiosa para realizar cálculos tanto comerciales como de producción de un yacimiento.

Las aplicaciones de esta técnica están enfocadas en dos campos: como herramienta de registro de pozo para identificar el tipo y volumen de fluidos en profundidad y a nivel de laboratorio para el análisis de núcleos. Tanto en pozo como en laboratorio, esta técnica espectroscópica utiliza el mismo fenómeno, por lo cual, los estudios de RMN en laboratorio se realizan para los siguientes propósitos:

- Verificación de la porosidad de la formación.
- Evaluar efectos texturales, como microporosidad.
- Determinación de volúmenes de fluidos móviles y no móviles.
- Cálculo de permeabilidad.
- Identificar y cuantificar hidrocarburos, incluyendo petróleo residual.

Así mismo, la aplicabilidad de la técnica depende de la interpretación y calidad de los datos, por lo tanto, se debe tener en cuenta la preparación de las muestras y cuidado durante la adquisición de los datos, debido a que, se tiene en cuenta el hidrógeno presente en los fluidos que contenga la muestra.

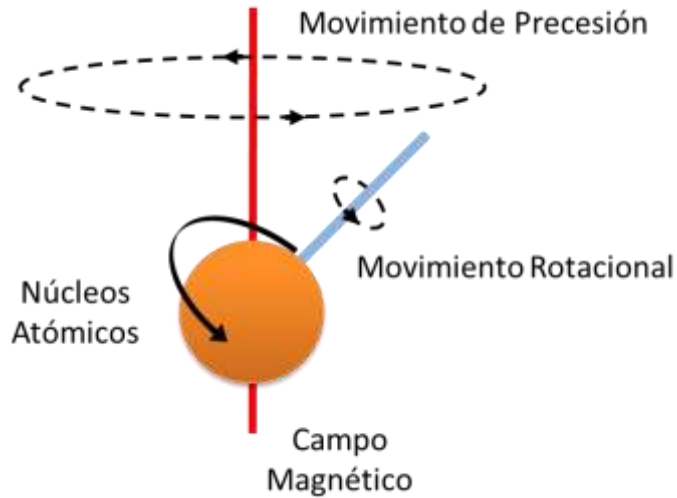
1.1.1 Fundamentos de la resonancia magnética nuclear. La resonancia magnética nuclear es un fenómeno presente en sistemas de partículas que posean momento magnético y momento angular. Este ocurre cuando la frecuencia de un campo magnético aplicado, es sintonizada con la frecuencia de precesión giroscópica del momento magnético de las partículas inducida por un campo magnético estático externo.

Existen unos conceptos básicos que hacen posible entender ese proceso de medición e interpretación de la RMN, estos son:

- Magnetismo Nuclear.
- Polarización.
- Inclinación de Pulsación y Decaimiento de Inducción libre.
- Detección de Ecos de Momentos Rotacionales.
- Sincronización del Tiempo de las Mediciones RMN.

1.1.1.1 Magnetismo Nuclear. Cuando se habla de RMN se hace referencia a la respuesta de los núcleos atómicos con respecto a un campo magnético. Gran cantidad de núcleos tienen un momento magnético neto, y momento angular o espín.

Figura 1. Movimientos de rotación y precesión del átomo de Hidrógeno frente a un Campo Magnético externo.

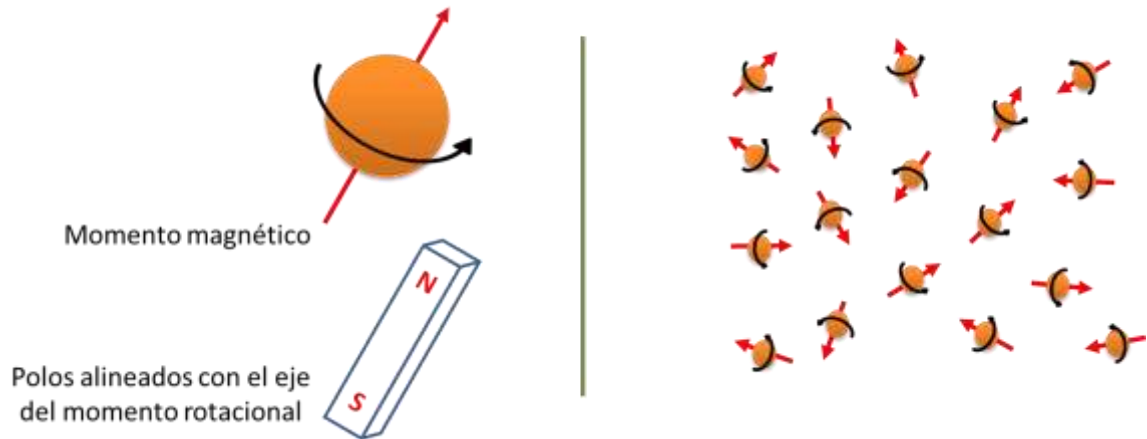


Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 33p.

Frente a un campo magnético externo, un núcleo atómico gira alrededor de la dirección del campo magnético externo. Por lo tanto, cuando estos núcleos interactúan con campos magnéticos externos, se producen unas señales que son medibles, como se muestra en la Figura 1.

El hidrógeno, contiene un protón y es abundante en agua e hidrocarburos, tiene momento magnético relativamente grande, produciendo señales fuertes las cuales son perfectas para realizar mediciones, es por esto, que la mayoría de los equipos de RMN usados en la caracterización y estudios de rocas, se basan en los núcleos de los átomos de hidrógeno.

Figura 2. Magnetismo Nuclear inherente de los Núcleos de Hidrógeno



Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 34p.

El núcleo de un átomo de hidrógeno es un protón, la rotación del protón representa una espira de corriente que genera un campo magnético con dos polos (norte y sur) alineados con el eje del momento rotacional. Por lo tanto, el núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo, como se ilustra en la Figura 2 (izquierda). Cuando hay muchos átomos de hidrógeno presentes y no existe ningún campo magnético externo, los ejes de los momentos rotacionales nucleares del hidrógeno están alineados al azar, como se muestra en la Figura 2 (derecha).

Las propiedades de los fluidos de los poros que pueden afectar las medidas de RMN son:

- **Índice de Hidrogeno (HI):** HI es una medida de la densidad de átomos de hidrógeno en el fluido.

- **Tiempo de relajación longitudinal (T_1):** es una indicación de cuán rápido los protones filtrados en los fluidos se relajan longitudinalmente (relativo al eje del campo magnético estático).
- **Tiempo de relajación transversal (T_2):** es una indicación de cuán rápido los protones filtrados en los fluidos se relajan transversalmente (otra vez, relativo al eje del campo magnético estático).
- **Difusividad (D):** es una medida del alcance, en donde las moléculas se mueven aleatoriamente en el fluido.

1.1.1.2 Polarización. El primer paso para realizar una medición RMN es alinear el núcleo magnético con un campo magnético estático (B_0). Cuando B_0 es aplicado a un núcleo magnético, B_0 ejerce un torque sobre el núcleo que actúa, para alinear los ejes del espín nuclear con B_0 .

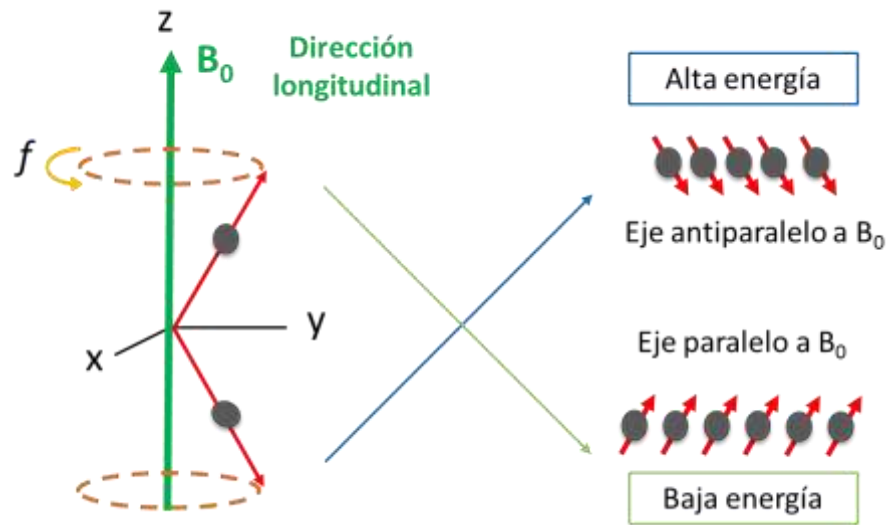
Entonces cuando B_0 se aplica a un núcleo magnético, el núcleo hará precesión alrededor de B_0 . La frecuencia f , llamada la frecuencia de Larmor, está dada por la ecuación:

$$f = \frac{\gamma B_0}{2\pi} \quad (1)$$

Donde, γ es la relación giromagnética, que es una medida de la intensidad del magnetismo nuclear.

Según la mecánica cuántica, cuando un protón está sujeto a un campo magnético externo, el protón es forzado hacia uno de dos estados energéticos (Alta y Baja energía).

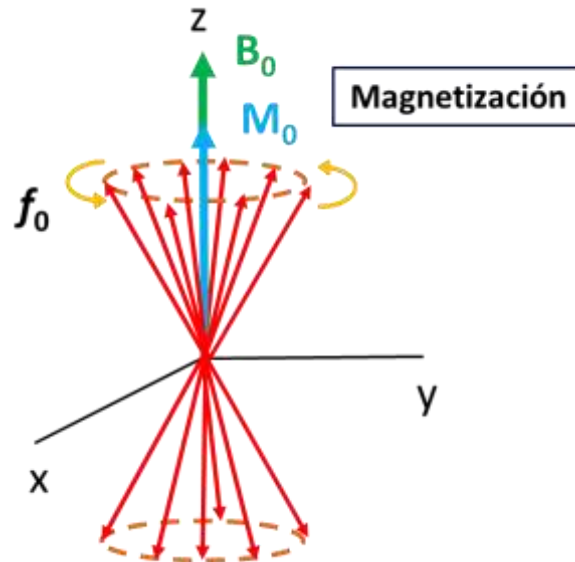
Figura 3. Estado energético del núcleo.



Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 35p.

Como se indica en la Figura 3, el estado energético de un protón en particular depende de la orientación del eje precesional del protón con respecto a la dirección del campo externo. Cuando el eje precesional es paralelo a B_0 , el protón está en el estado de baja energía, que es el estado preferido. Cuando el eje precesional está en posición antiparalela a B_0 , el protón está en el estado de alta energía. A la dirección de B_0 se la designa como la dirección longitudinal.

Figura 4. Magnetización neta de los núcleos de hidrógeno frente a un campo magnético externo



Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 36p.

Cuando un gran número de protones giratorios están haciendo precesión alrededor de B_0 , como se ilustra en la Figura 4, hay más momentos rotacionales haciendo precesión paralelos a B_0 que antiparalelos. La diferencia entre el número de protones alineados paralela y anti paralelamente al campo B_0 forma la magnetización bruta M_0 que provee la señal medida por los dispositivos de RMN. Una vez que los protones están alineados en el campo magnético estático, se dice que están polarizados. La polarización no ocurre inmediatamente, sino que más bien crece en una constante de tiempo, que es el tiempo de relajamiento longitudinal, T_1 , como se indica en la ecuación:

$$M_z = M_0 \left(1 - e^{-\frac{t}{T_1}} \right) \quad (2)$$

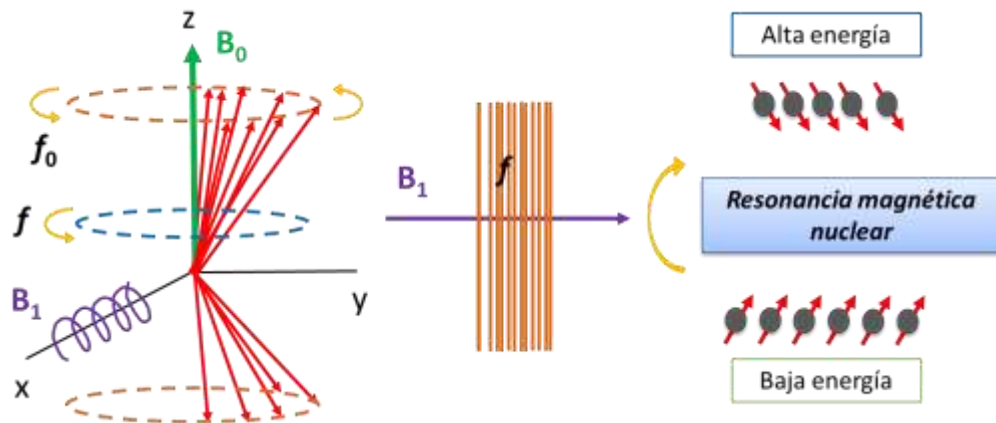
Donde:

- t , es el tiempo durante el que los protones están expuestos al campo B_0 .

- $M_z(t)$, la magnitud de la magnetización al tiempo t , cuando se toma la dirección de B_0 a lo largo del eje z .
- M_0 , la magnetización final y máxima en un campo magnético dado.
- T_1 , es el tiempo en el que se logra la polarización. Fluidos diferentes, tales como agua, petróleo, y gas, tienen tiempos de relajamiento T_1 diferentes.

1.1.1.3 Inclinación de pulsación y decaimiento de inducción libre. Se inclina la magnetización desde la dirección longitudinal hasta un plano transversal. Esta inclinación se logra mediante la aplicación de un campo magnético oscilante (B_1) perpendicular a B_0 (campo magnético estático).

Figura 5. Fenómeno de resonancia magnética nuclear



Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 37p.

En la Figura 5, se ilustra un campo magnético oscilatorio interactuando con los protones. Desde el punto de vista de la mecánica cuántica, si un protón está en un estado de baja energía, este puede absorber energía proporcionada por B_1 y salta a un estado de mayor energía. La aplicación de B_1 hace también que los protones

giran entre sí. Este cambio de estado de energía y precisión en fase causado por B_1 se denomina resonancia magnética nuclear.

A un nivel macroscópico, la resonancia causa la inclinación de la magnetización, el ángulo al cual se inclina la magnetización está dado por la ecuación:

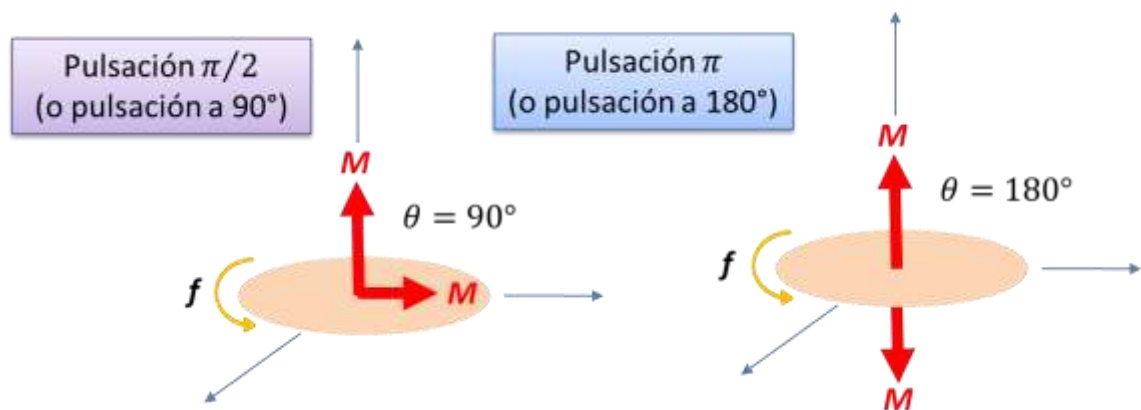
$$\theta = \gamma B_1 t_1 \quad (3)$$

Donde:

- θ , ángulo de inclinación (grados).
- B_1 , Magnitud del campo oscilatorio.
- t_1 , tiempo durante el que se aplica el campo oscilatorio.

Por lo tanto, el ángulo de inclinación θ depende de la intensidad del campo oscilatorio B_1 y del tiempo t_1 durante el cual se aplica el campo.

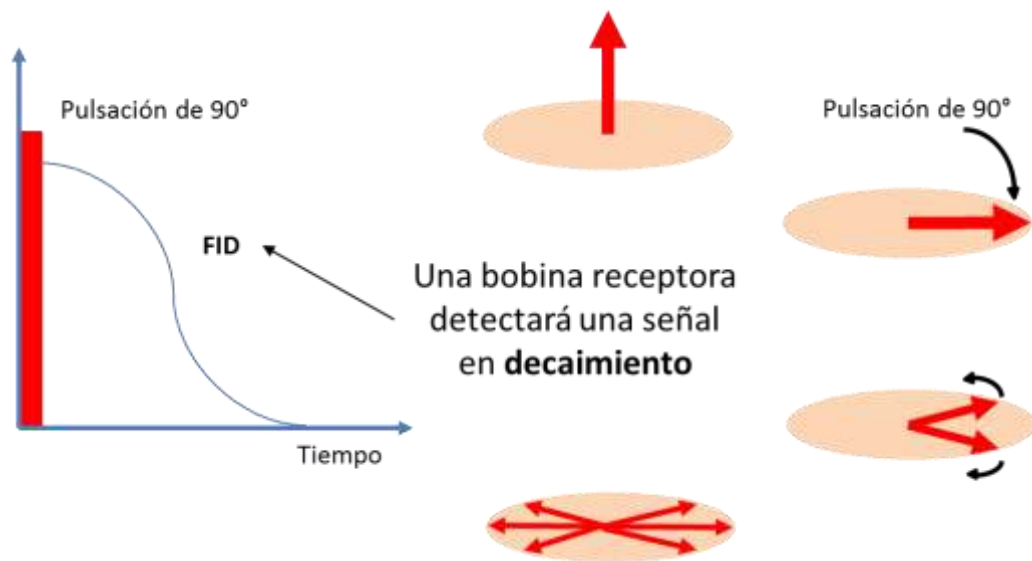
Figura 6. Ángulo de inclinación después de la magnetización



Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 38p.

El campo B_1 utilizado en el perfilaje RMN es un campo magnético oscilatorio pulsante. Los términos de pulsación angular, tales como una pulsación π (o pulsación a 180°) y una pulsación $\pi/2$ (o pulsación a 90°), se refieren al ángulo al cual B_1 inclina la magnetización, tal como se aprecia en la Figura 6.

Figura 7. Decaimiento de inducción libre (FID).



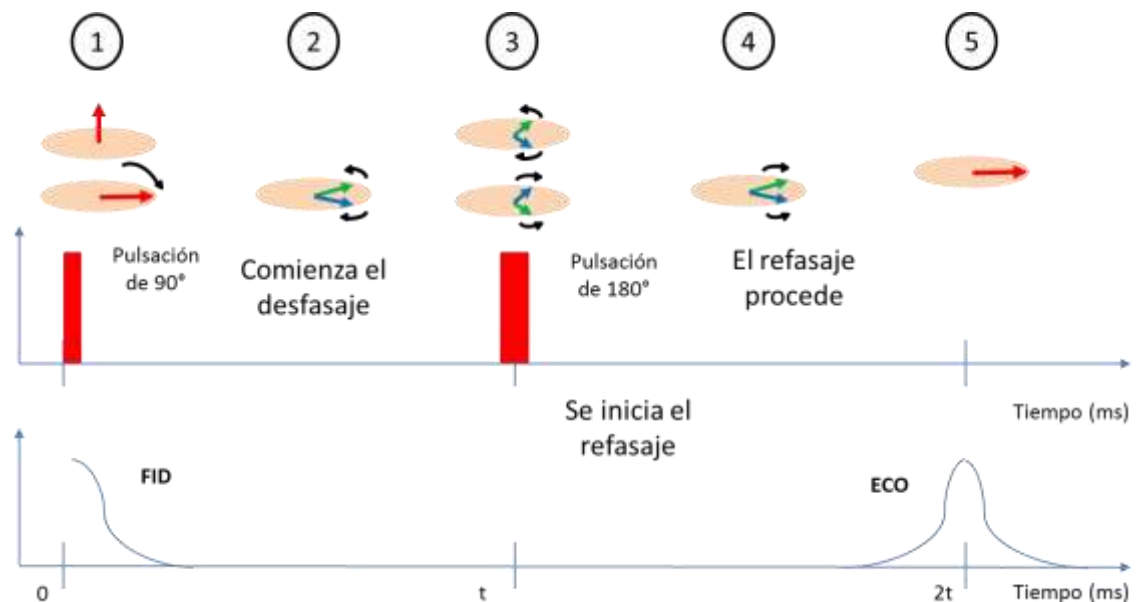
Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 39p.

Se aplica una pulsación B_1 a 90° a la población de protones polarizados por el instrumento, los protones hacen precesión en fase en planos transversales (con relación a B_0). Macroscópicamente, la magnetización está inclinada 90° y hace precesión en el plano transversal. Cuando B_1 se apaga, la población de protones comienza a desfasarse, es decir, las precesiones de los protones ya no estarán en fase entre sí, a medida que progresa, la magnetización neta disminuye. Cuando esto sucede, una bobina receptora que mide la magnetización en la dirección

transversal detectará una señal de decaimiento Figura 7, el decaimiento es exponencial y se llama *Decaimiento de inducción libre (FID)*.

1.1.1.4 Detección de ecos de momentos rotacionales. El desfase causado por la heterogeneidad del campo magnético B_0 es reversible. Los vectores magnetizados en el plano transversal se pueden volver a colocar en fase aplicando pulsación de 180° , se produce un refase y se detecta la señal. Esta señal se llama *eco de momentos rotacionales*.

Figura 8. Generación de ecos de momentos rotacionales.

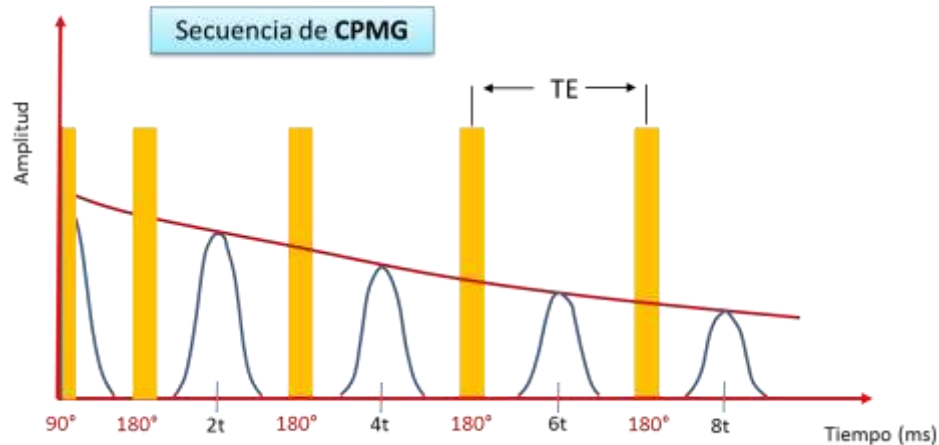


Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 40p.

En la Figura 8 se aprecia: (1) Para generar un eco de momentos rotacionales, se aplica primero una pulsación B_1 a 90° . (2) Luego de la cesación de la pulsación a 90° , comienza el desfase. (3) En un tiempo t , se aplica una pulsación B_1 a 180° para invertir los ángulos de fase y entonces se inicia el refase. (4) El refase procede.

(5) El refase está completo, y se genera una señal medible (un eco de momentos rotacionales) en un tiempo $2t$.

Figura 9. Tren de ecos de momentos rotacionales

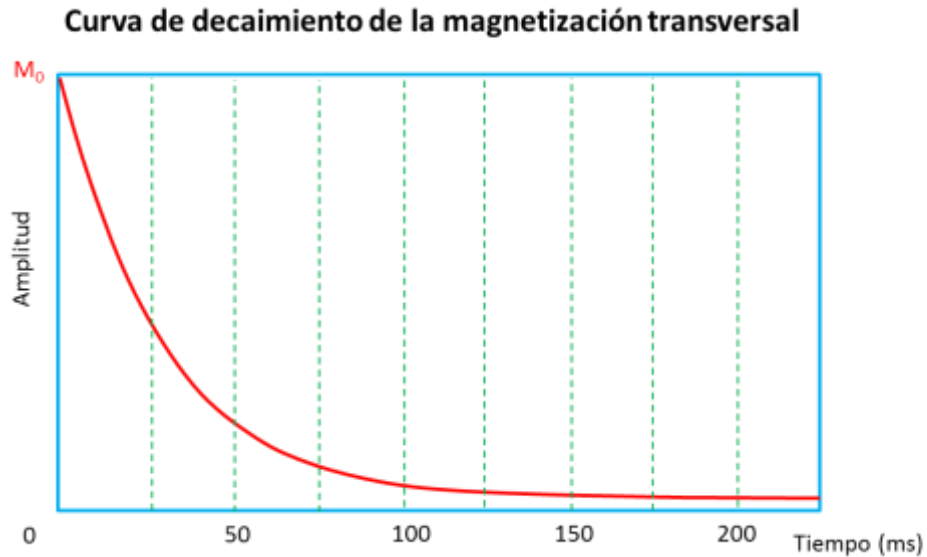


Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 41p.

Si el momento rotacional único decae rápidamente, se aplican pulsaciones de 180° repentinamente para el refase y generar una serie de ecos de momentos rotacionales, como se ilustra en la Figura 9. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad del camino entre cada par de pulsaciones a 180° . El *espaciamiento entre ecos* (TE) es el tiempo entre los picos de ecos adyacentes.

La secuencia completa de pulsaciones es: una pulsación a 90° seguida por una larga serie de pulsaciones a 180° , esta secuencia se llama una secuencia de CPMG, sigla que proviene de las iniciales de los apellidos de sus inventores, Carr, Purcell, Meiboom, y Gill.

Figura 10. Curva de decaimiento de la magnetización transversal T_2 .

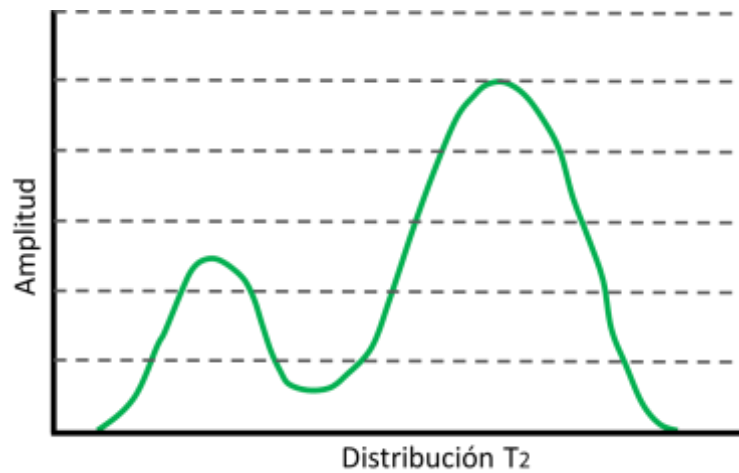


Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 41p.

Como se muestra en la Figura 10, un instrumento de perfilaje con RMN mide la amplitud de los ecos de momentos rotacionales en la secuencia de CPMG para monitorear el decaimiento de magnetización transversal.

La constante de tiempo del decaimiento de magnetización transversal se llama *tiempo de relajamiento transversal*, o también T_2 y contiene información petrofísica y por lo tanto es el primer objetivo de las mediciones del perfilaje RMN.

Figura 11. Transformación de ecos a la distribución T_2 .

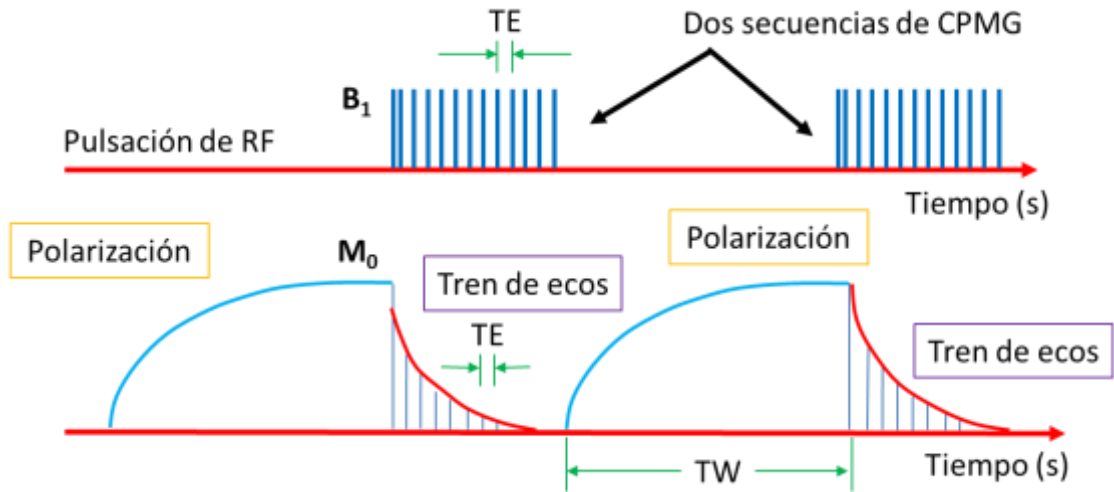


Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 53p.

Cuando se obtiene la curva de decaimiento de la magnetización transversal T_2 , se debe realizar un procesamiento de datos de Resonancia Magnética Nuclear con el fin, de determinar la distribución T_2 . Este paso, llamado transformado de ecos o correlación, es un proceso de inversión matemática. La Figura 11, ilustra las salidas (distribución T_2) del proceso de correlación.

1.1.1.5 Tiempo de medición de RMN. Después de un período igual a varias veces T_2 , el decaimiento T_2 es esencialmente completo y no es posible más refase. Por lo tanto, al final de la secuencia CPMG, los protones quedan al azar. Para iniciar la siguiente secuencia, los protones se deben polarizar de nuevo. Entonces, se tiene un tiempo de espera (TW) entre el final de una secuencia y el comienzo de la siguiente, durante el cual tiene lugar la repolarización.

Figura 12. Diagrama de Sincronización de mediciones RMN.



Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 42p.

El diagrama de sincronización de tiempos para mediciones RMN, se ilustra en la Figura 12. La parte superior describe dos secuencias CPMG, cada una consiste en una pulsación B_1 a 90° , seguida por una de 180° . La parte inferior representa eventos de polarización (curvas de relajamiento T_1), e ilustra trenes de ecos rotacionales (curvas de relajamiento T_2), asociados con las dos secuencias. El tiempo de polarización (TW), el espaciado entre ecos (TE), y el número de ecos (NE) son parámetros los cuales debe determinar el operador del equipo.

1.1.2 Identificación de hidrocarburos. Pese a la variabilidad de las propiedades RMN de los fluidos, a menudo se puede predecir la ubicación de las señales de fluidos de diferentes tipos en la distribución T_2 . Esta capacidad provee importante información para la interpretación de datos de RMN.

1.1.2.1 Amplitud Total. La intensidad de una señal recibida es directamente proporcional al número de protones de hidrógeno presentes, lo que puede correlacionarse con la cantidad de fluido presente. El tiempo de relajación T_2 , es una función de la viscosidad del fluido, o el confinamiento del espacio donde la molécula se relaja. Por ejemplo, el petróleo pesado está formado por cadenas complejas que contienen ramas y anillos, por lo que la cantidad de hidrógeno presente en una masa dada de petróleo generalmente será menor que el hidrógeno presente en la misma masa de agua. En general, la amplitud total (A_t) de una muestra de crudo pesado será menor que la del agua de la misma masa. Por otro lado, el valor T_2 para el petróleo pesado es mucho menor que su valor para el agua debido a la alta viscosidad de este.

En un experimento de RMN, se miden varios parámetros de interés. El primero es la amplitud total de la señal, que es la amplitud de los componentes de aceite y disolvente. La amplitud se refiere a los protones de hidrógeno medibles en la muestra y es proporcional a la masa de la muestra. El segundo es el índice de amplitud, que es simplemente la amplitud de RMN medible por gramo de fluido a granel. Conocer el índice de amplitud permite que la amplitud de cualquier muestra dada se correlacione con la masa de la muestra:

$$IA = \frac{AP}{m} \quad (4)$$

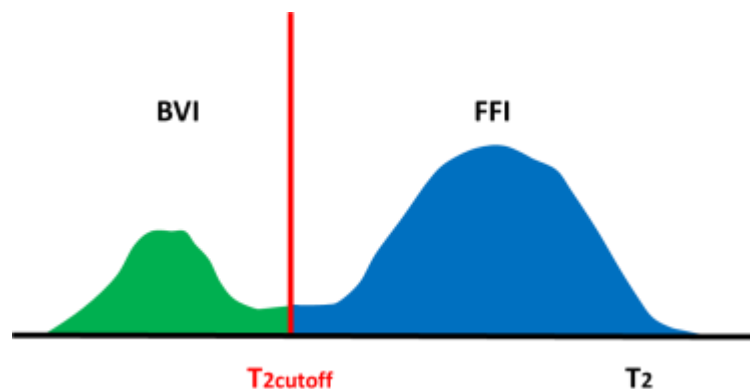
Donde,

- IA , índice de amplitud
- AP , amplitud de la señal de fluido
- m , masa del fluido

1.1.2.2 T₂ Cut-off. El valor de corte del tiempo de relajación transversal de resonancia magnética nuclear T₂, es vital para la caracterización de la estructura de poros, la predicción de la permeabilidad y el cálculo de saturación de agua irreducible. Los valores predeterminados convencionales a menudo conducen a resultados inexactos para rocas con estructura de poro compleja.

La estimación hecha con RMN de porosidad producible se llama el índice de fluido libre (MFFI o FFI). La estimación de MFFI está basada, en la premisa que los fluidos producibles residen en poros grandes, mientras que los fluidos irreducibles residen en poros pequeños. Como los valores de T₂ se pueden relacionar con tamaños porales, se puede seleccionar un valor de T₂ por debajo del cual se supone que los fluidos correspondientes residen en poros pequeños y por encima del cual se supone que los fluidos residen en poros más grandes. Este valor de T₂ se llama T_{2Cut-off}.

Figura 13. T_{2Cut-off} indicando las zonas de BVI y FFI.



Fuente: G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications. H02308. Houston: Halliburton Energy Services Group, 1999. 57p.

A través de la división de la distribución de T₂, el T_{2Cut-off} divide la porosidad entre el índice de fluido libre (MFFI) y el volumen de agua irreducible (BVI), tal como se

muestra en la Figura 13. Petróleos más pesados, que normalmente tienen cortos valores de T_2 , pueden ser computarizados como BVI.

Los valores de $T_{2\text{Cut-off}}$ están afectados no sólo por la litología sino también por otros factores, tales como la química de la pared del poro, componentes menores paramagnéticos y/o ferromagnéticos, textura, relaciones entre garganta poral y cuerpo del poro. Estos factores pueden hacer que $T_{2\text{cut-off}}$ varíe entre varias muestras dentro de una sola litología.

1.2 TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA DE RAYOS - X (TAC)

La tomografía axial computarizada (TAC) es una técnica de escaneo no intrusivo que utiliza la tecnología de los rayos X y una serie de ecuaciones matemáticas con el fin de recrear una imagen 3D del cuerpo sometido a estudio.

Desde el punto de vista teórico se podría resumir lo que es el proceso de la TAC en cuatro sencillos pasos, primero la producción de los rayos X, después la adquisición de los datos, luego la reconstrucción de la imagen y por último el despliegue de la misma.

Figura 14. Equipo de tomografía computarizada ubicado en el parque tecnológico Guatiguará.



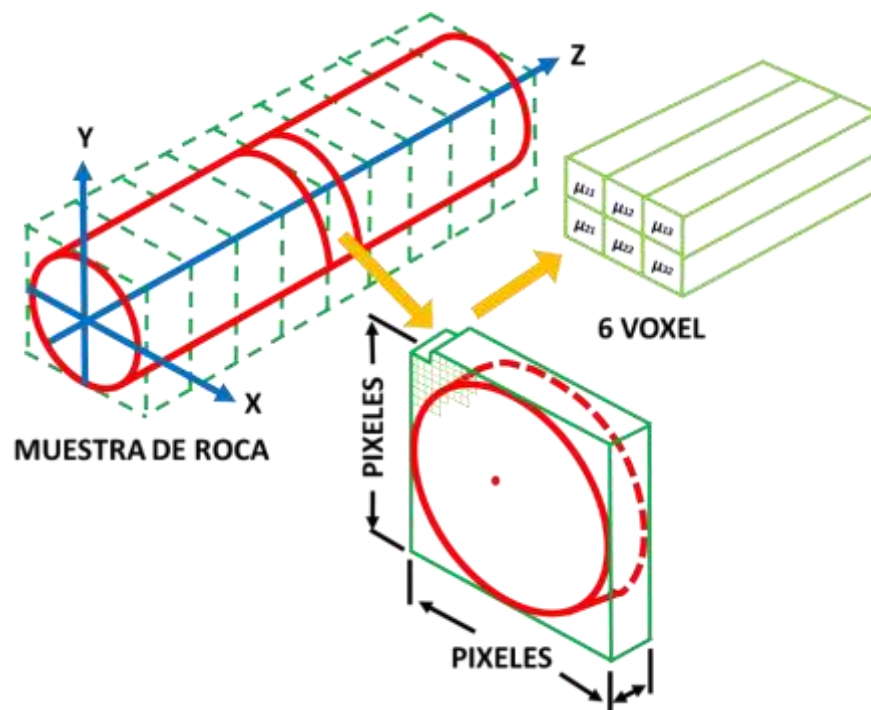
Fuente: Grupo de investigación en tomografía para caracterización de yacimientos

Esta técnica permite hacer una inspección más efectiva y precisa de las rocas sin alterar su integridad, es decir, de una forma no destructiva. Las principales aplicaciones que presenta la tomografía en la industria petrolera son: la descripción y caracterización de los núcleos de manera cualitativa y cuantitativa con el fin de estimar propiedades petrofísicas, la visualización del flujo del fluido y realizar una inspección de los rasgos internos de la roca tales como, planos de estratificación, fracturas.

1.2.1 Funcionamiento de La TAC. La TAC se basa en la atenuación producida por los diferentes materiales al ser expuestos a los rayos X, esta condición es debida fundamentalmente a dos fenómenos, el efecto fotoeléctrico y el efecto Compton, los cuales son regidos por la energía de emisión de los rayos X y por la densidad y número atómico del objeto que es expuesto a estos rayos. Para finalmente generar una serie de imágenes a partir de los coeficientes de atenuación de cada material.

Se agrega una tercera coordenada (z) al plano x-y para definir con precisión la posición del píxel dentro del volumen de un objeto 3D, creando de este modo un *voxel*; la abreviatura de pixel de volumen, y al cual se le asigna un único valor de atenuación. De acuerdo al planteamiento anterior, entre menor sean las dimensiones del voxel, el tomógrafo presentara mayor grado de resolución.

Figura 15. Representación del proceso realizado a una muestra de roca mediante la tomografía axial computarizada.



Fuente: WELLINGTON, Scott and VINEGAR, Harold J. X-ray Computerized Tomography. En: Journay of Petroleum Engineers. Agosto,1987. vol. 39, no.08

1.2.2 Rayos X. Los rayos X son una radiación electromagnética invisible al ojo humano, capaz de atravesar los cuerpos. El tomógrafo aprovechando los rayos X debe determinar un elevado número de incógnitas, por esto es necesario que la emisión de rayos X se realice desde diferentes ubicaciones y ángulos, de esta forma se realizan una serie de barridos estrechamente espaciados que proporcionan una serie de cortes en 3D de alta resolución de la muestra sometida

al análisis, asegurando así que exista un igual número de ecuaciones que permitan solucionar el sistema y calcular el coeficiente de atenuación de cada voxel.

Figura 16. Escaneo real para un núcleo.



Fuente: Grupo de investigación en tomografía para caracterización de yacimientos

1.1.3 Determinación de saturación de fluidos. El cálculo de saturaciones durante los experimentos, se fundamenta en que, la atenuación de la roca se verá afectada por la naturaleza de los fluidos presentes en los poros. Pero como lo señalan Wellington y Vinegar, en comparación con otras técnicas, la TAC es rápida, exacta, fácil de calibrar y ofrece una resolución espacial fina. La estimación de las saturaciones debe estar acompañada del respectivo balance de materia, el cual permite la calibración del cálculo para obtener valores más exactos, especialmente en los casos de tres fases.¹

¹ VINEGAR, Harold J and WELLINGTON, Scott. Tomographic imaging of three-phases flow experiments. Houston, Texas: shell development company, 1986. 99p

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 agentes “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.

1.1.3.1 Estimación de saturaciones en experimentos bifásicos. El 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.

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).

El *coreholder* o el dispositivo que contiene el medio poroso en general, deben 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. Dependiendo de los materiales estos pueden presentar una atenuación elevada y generar que los rayos X no lleguen hasta la muestra estudiada.

1.1.3.2 Uso de trazadores. 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. Se propone usar la menor cantidad posible de dopantes para disminuir la alteración de las propiedades fluidos.

Tabla 1. Trazadores comúnmente usados en ensayos de tomografía.

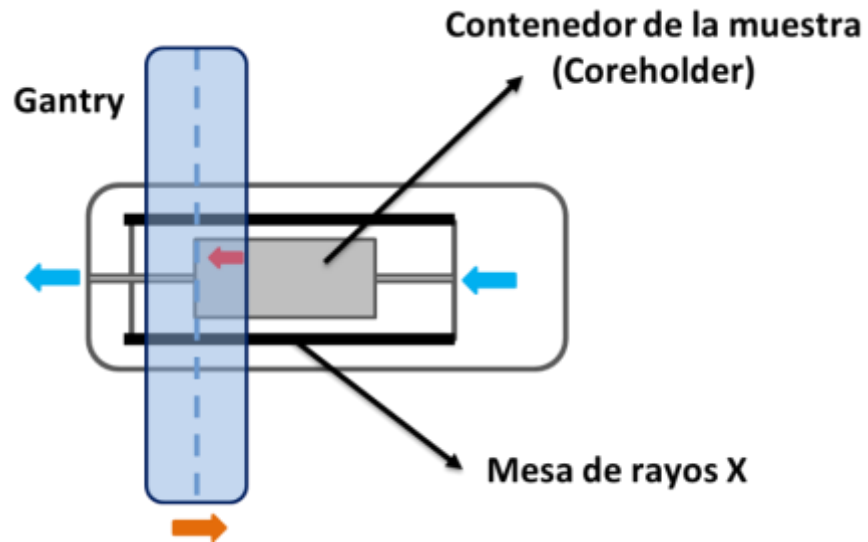
COMPONENTE	FASE A DOPAR
NaBr	Salmuera
NaI	Salmuera
KI	Salmuera
Aceite Bromados	Aceite
Aceites Yodados	Aceite
Kriptón	Gas
Xenón	Gas

FUENTE: HERRERA, Edwar; ORTIZ, Andrés F y SANTOS, Nicolás. In-situ saturation estimation in coreflooding experiments using x-ray computed tomography. En: Revista Fuentes: El reventón energético. Julio, 2017. vol. 15, no. 2, p.107-116.

Para experimentos de agua y aceite, generalmente, se dopa la fase salmuera por medio de, yoduro de sodio (NaI) o yoduro de potasio (KI).

1.1.3.3 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*.

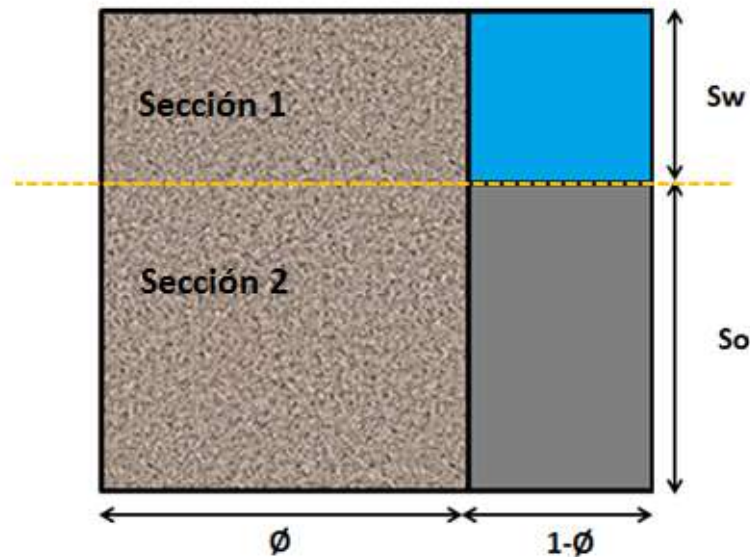
Figura 17. Ubicación de la muestra en el tomógrafo.



Fuente: VINEGAR, Harold J and WELLINGTON, Scott. Tomographic imaging of three-phases flow experiments. Houston, Texas: shell development company, 1986. 99p

1.1.3.4 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. En estos artículos se presenta la ecuación para calcular saturación de fluidos en casos bifásicos.

Figura 18. Esquema de la atenuación de un vóxel con agua y aceite.



Fuente: HERRERA, Edwar; ORTIZ, Andrés F y SANTOS, Nicolás. in-situ saturation estimation in coreflooding experiments using x-ray computed tomography. En: Revista Fuentes: El reventón energético. Julio, 2017. vol. 15, no. 2, p.107-116.

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 (agua y aceite), como el mostrado en la Figura 18. En la 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 (5), además sabiendo que la ecuación (6) se cumple para un sistema bifásico, se reemplaza y despeja para obtener la ecuación (7), que es la que finalmente se muestra en los trabajos mencionados.

$$CTN = CTN_r^w * S_w + CTN_r^o * S_o \quad (5)$$

$$1 = S_o + S_w \quad (6)$$

$$S_o = \frac{CTN - CTN_r^w}{CTN_r^o - CTN_r^w} \quad (7)$$

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

En la expresión (7) 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 (7) debe ser aplicada en un cálculo vóxel a vóxel, o corte a corte, por esto es importante que la roca no se mueva entre las adquisiciones, para poder aplicar una superposición de imágenes.

Por otro lado, algunos autores proponen usar un análisis alternativo, en el cual el escaneo se realiza a saturación irreducible de agua, en este trabajo se propone reemplazar la ecuación (7) por la ecuación (8), la deducción de esta expresión se encuentra en el trabajo referenciado.²

$$S_o = \frac{(CTN - CTN_r^w)(1 - S_{wc})}{(CTN_r^{S_{wc}} - CTN_r^w)} \quad (8)$$

² B. Sharma, W. Brigham y L. Castanier, «CT Imaging Techniques for Two-Phase and Three-Phase In-Situ Saturation Measurements,» Stanford University, Stanford, California, 1997.

En la (8), $CTN_r^{S_{wc}}$ es la atenuación medida a saturación de agua irreducible y S_{wc} es la saturación de agua irreducible.

1.2 PROPIEDADES ELÉCTRICAS

Una determinación adecuada del crudo inicial en sitio en la vida temprana del yacimiento es requerida para la buena estimación de los volúmenes de hidrocarburos. La fórmula de Archie modificada es la ecuación básica para calcular la saturación de agua en formaciones limpias, y para determinadas condiciones del yacimiento depende de la exactitud de los parámetros de Archie a , m y n .

Las propiedades eléctricas de la roca, dependen de la geometría de los poros y de los fluidos presentes en estos. El crudo es un no conductor, mientras que el agua es conductora de electricidad cuando contiene sales disueltas. La corriente es conducida en agua debido al movimiento de iones y por lo tanto se le denomina conducción electrolítica.

1.2.1 Resistividad. La resistividad eléctrica de rocas saturadas indica la habilidad para impedir el flujo de una corriente eléctrica a través de ellas y es expresada en ohm-m.

La resistividad de las rocas del yacimiento es una función de:

- Salinidad del agua de formación
- Porosidad efectiva
- Cantidad de hidrocarburos atrapados en el espacio poroso
- Geometría del espacio poroso
- Esfuerzos de las formaciones
- Composición de la roca
- Temperatura

Relacionando estas cantidades se tiene que la resistividad disminuye a medida que aumenta la porosidad y se incrementa con un mayor contenido de hidrocarburos. La resistividad es por lo tanto una herramienta para evaluar la productividad de la formación. Una roca que contiene aceite y/o gas tiene una alta resistividad comparada con la misma roca completamente saturada con agua de formación, a mayor saturación de agua congénita, menor resistividad tendrá la formación. Esta relación de la saturación hace al factor de resistividad de formación un excelente parámetro para la detección de zonas de hidrocarburos.

1.2.2 Determinación de saturación de agua. La saturación de agua (S_w) es uno de los parámetros más importantes en la caracterización de formaciones y yacimientos petroleros, debido a que su valor nos indica tanto la fracción de hidrocarburos existentes en el mismo, así como el potencial productor de hidrocarburos en un yacimiento.

Todas las determinaciones de saturación de agua a partir de valores de resistividad en formaciones limpias con porosidad intergranular homogénea y donde el agua es el único conductor de la electricidad se basan en la ecuación de Archie o variaciones de la misma.

– **Arenas limpias**

Las arenas limpias están clasificadas como aquellas arenas que satisfacen las asunciones usadas en el desarrollo de la ecuación de Archie. Estas son arenas que no contienen arcillas o minerales de arcilla. En estas arenas la conducción de electricidad ocurre solo a través de iones libres dentro del agua de formación. La ecuación de Archie es asumida para aplicar esta “perfecta” condición de roca.

1.2.2.1 Determinación de los parámetros de Archie

✓ Índice de resistividad (I)

Relación de la resistividad de una roca yacimiento parcialmente saturada con agua (R_t) y la resistividad de esa misma roca si estuviera saturada completamente de agua (R_o).

$$I = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} \quad (9)$$

✓ Factor de resistividad de la formación (F)

Relación de la resistividad de la roca cuando está completamente saturada con agua (R_o) y la resistividad de agua (R_w).

$$F = \frac{R_o}{R_w} = a \phi^{-m} = \frac{1}{\phi^m} \quad (10)$$

1.2.2.2 Saturación de agua. En una formación almacenadora de aceite y/o gas, ambos fluidos no son conductores de la electricidad; si existe una cierta cantidad de agua, la resistividad es una función de la saturación de agua S_w . Para la misma porosidad, la resistividad verdadera, R_t , de esta formación es mayor que R_o (resistividad de una formación 100% saturada con salmuera) debido a que hay menor cantidad de agua para el flujo de la corriente eléctrica.

Suposiciones de la ecuación

1. La relación entre la resistividad y la saturación es única si solo una resistividad es medida a una saturación dada.
2. El exponente de saturación n es una constante para el medio poroso
3. La salmuera presente en el yacimiento es eléctricamente conductiva.

$$S_w = \left(\frac{a R_o}{\phi^m R_t} \right)^{1/n} \quad (11)$$

Exponente de saturación (n)

Determina la relación cuantitativa entre las propiedades eléctricas de la roca de yacimiento y el agua de formación que está contenida en el espacio poroso. Además, está relacionado con la mojabilidad de las rocas, Ara, Talabani, Atlas, Vaziri e Islam reportan un exponente de saturación en rocas mojadas por agua con valores menores a 2 y en rocas fuertemente mojadas por petróleo con valores mayores que 2.³

Exponente de cementación (m)

Es un parámetro en la ecuación de Archie que varía de acuerdo al tamaño de grano, la distribución del tamaño de grano, y la complejidad de los caminos entre los poros, también conocida como tortuosidad (a). A mayor valor de tortuosidad el valor de m será mayor. Además, m también está determinado por el tipo y grado de cementación que mantiene los granos de roca juntos.

³ SALAZAR, Giovanni. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA DE UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO EN LA FORMACIÓN MIRADOR CON AGUA DE FORMACIÓN DULCE. Trabajo de grado (Maestría en Ingeniería de Petróleos). Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas, Departamento de procesos y Energía, 2016, p. 24-25.

2. DISEÑO EXPERIMENTAL

Los experimentos realizados consisten en dos inyecciones dinámicas de fluidos (en estado no-estacionario), dentro de una roca porosa. Se realiza un escaneo de la muestra 100 % saturada de salmuera (Yoduro de Sodio) en TAC y RMN.

Posteriormente, se inicia el primer desplazamiento el cual consiste en inyección de aceite dentro de una roca saturada totalmente de agua. Después de finalizada esta etapa, la cual concluye al alcanzar una saturación de agua irreducible (S_{wirr}), se inicia el segundo experimento, que consiste en una inyección de agua sobre la roca, en sus actuales condiciones. A cada condición de saturación alcanzada se realiza un escaneo, para resistividad se mide la resistencia de la muestra 100 % saturada de salmuera y luego se va midiendo la resistencia cada dos (2) volúmenes porosos hasta llegar a condición de agua irreducible.

2.1 PRUEBAS PRELIMINARES

2.1.1 Selección de la muestra. Con base en la información de las bitácoras del laboratorio de daño a la formación, se busca la muestra tipo tapón que tenga una excelente permeabilidad y que no haya sufrido algún desplazamiento.

Muestra: entre las muestras se selecciona la Berea B-S-24. Esta muestra presenta alta permeabilidad y porosidad, además, los núcleos de Berea tienen excelentes propiedades físicas y son uniformes en toda la muestra.

La caracterización de las propiedades petrofísicas se determina a través del equipo Keyphi. Las propiedades de la muestra se presentan en la Tabla 2, y la muestra se observa en la Figura 19.

Tabla 2. Propiedades de la muestra.

Muestra	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Peso de la muestra seca (g)	Peso de la muestra Saturada (g)	Volumen poroso (cc)
B-S-24	4,9	3,7857	21,9	674,668	113,7312	126,0140	12,1599

Figura 19. Muestra B-S-24



2.1.2 Caracterización de los fluidos. En el desarrollo del proyecto son usados dos fluidos: salmuera sintética y crudo pesado.

Salmuera. La salmuera utilizada es una solución de yoduro de sodio (NaI), con una concentración de yodo de 15000 ppm. El valor de concentración es seleccionado para que haya mejor atenuación del fluido presente en la roca.

Las propiedades obtenidas luego de la elaboración de la salmuera se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Características de la salmuera.

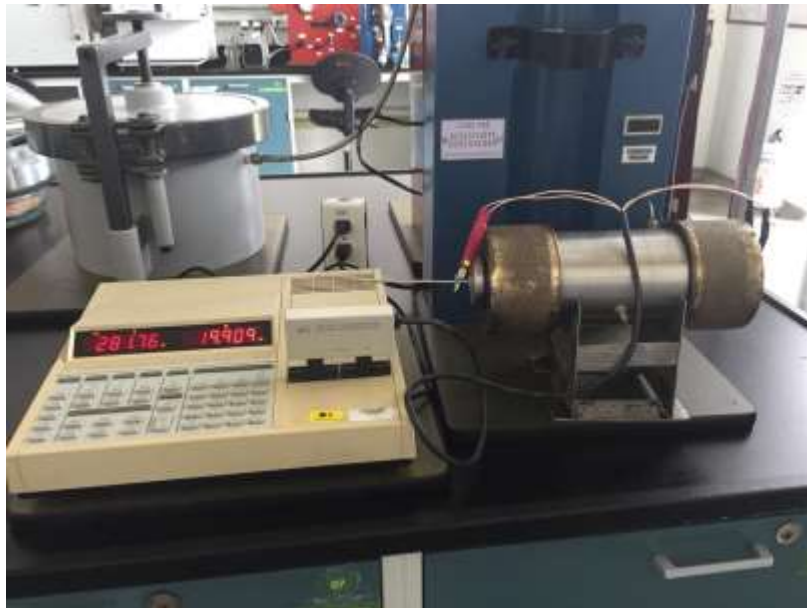
Conductividad (mS/cm)	TDS (g/l)	Salinidad Hach (%)	Resistividad (Ω -cm)	Densidad (g/cm)
12,29	6,6	6,84	83,5	1,0101

Crudo. El crudo seleccionado para el desarrollo del experimento tiene una gravedad API de 14°, es un crudo pesado según la tabla de clasificación de American Petroleum Intitute.

2.1.3 Saturación de la muestra. La saturación de la muestra se realiza con la salmuera. El procedimiento se lleva a cabo en un sistema de vacío durante 24 h para asegurar la saturación; ya saturada se pesa la muestra para determinar el volumen del fluido almacenado en el espacio poroso a partir de la densidad del fluido de saturación.

2.2 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

Figura 20. Resistivy Core Pet y SR715/720.

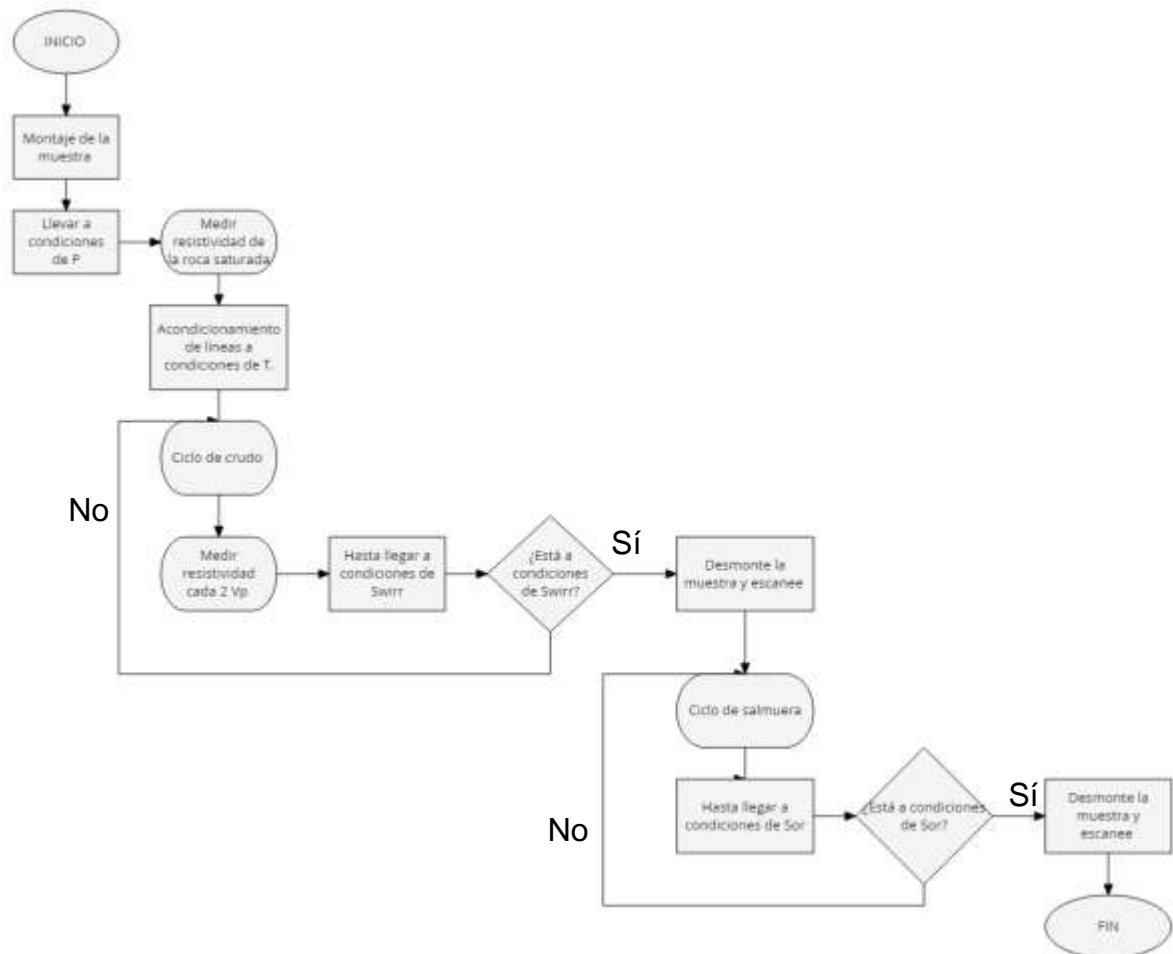


El desplazamiento se lleva a cabo en el equipo Resistivity Core Pet. Este equipo permite simular en laboratorio la interacción roca-fluido. El principio de funcionamiento con el equipo SR715/720 y el Resistivity Core Pet, consiste en determinar la resistividad en el medio poroso cuando está saturada de agua y crudo.

Montaje de la muestra. Una vez realizada las pruebas preliminares, la muestra se introduce en una manga de caucho, posteriormente, es ubicada en el *coreholder* para iniciar el desplazamiento. Aislada la muestra, se llena el *coreholder* con agua para facilitar la estabilización de la presión de confinamiento.

Interacción roca-fluido. Se recarga los cilindros con salmuera y crudo pesado, después, se ubica el *coreholder* en el equipo y se procede a conectar las líneas. Luego, se verifica que no haya fugas mediante el desplazamiento de salmuera y crudo a un caudal muy bajo, se programa la bomba de desplazamiento a un caudal de 0,25 cc/min y el equipo de desplazamiento a una presión de confinamiento de 2000 psi.

Figura 21. Procedimiento de desplazamiento



En cuanto al protocolo de realización, se comienza la inyección de aceite a una tasa de 0,25 cc/min en la roca, la cual se encuentra a una saturación total de agua. La inyección se mantiene hasta que no se recupera más agua y el diferencial de presión se estabiliza, en este punto se dice que se ha alcanzado saturación de agua irreducible (S_{wirr}).

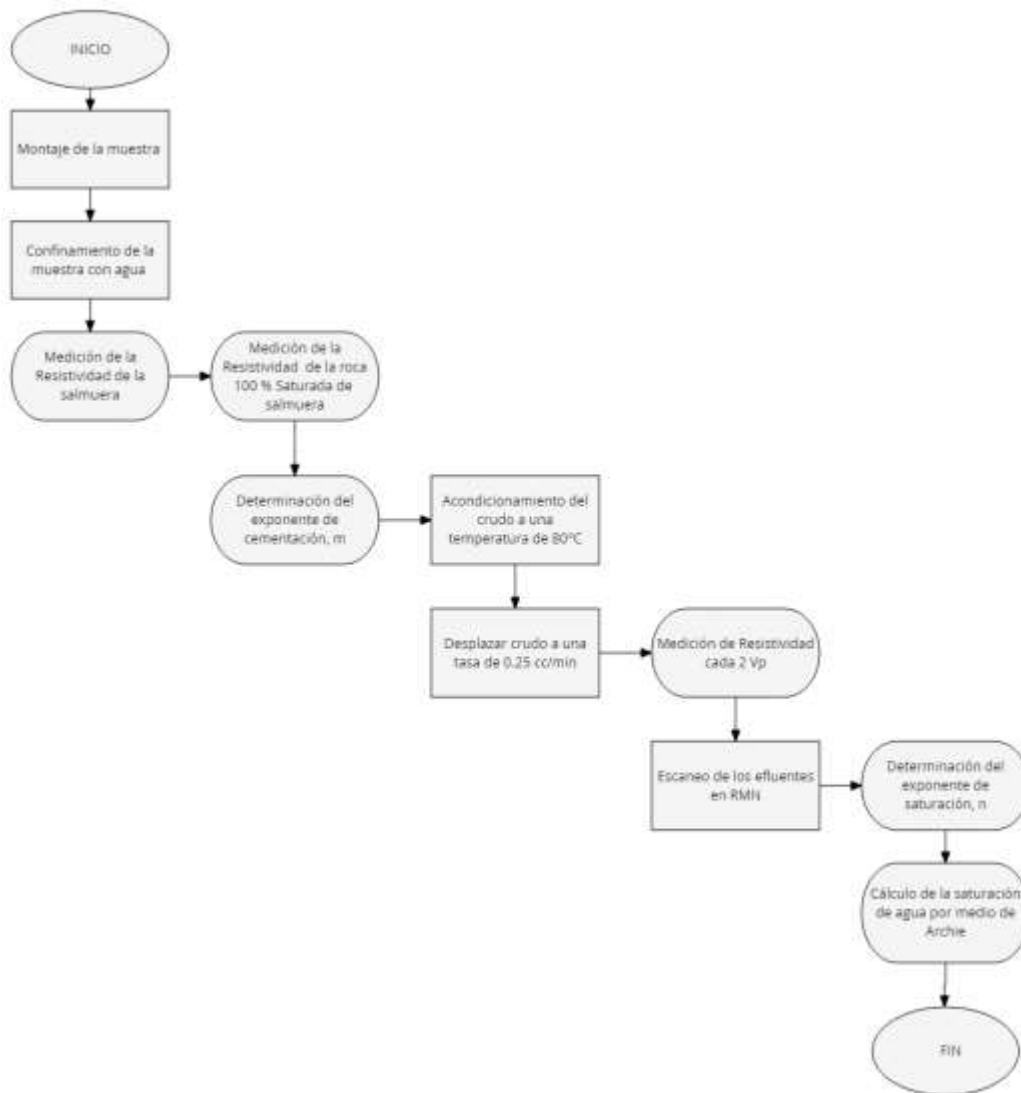
A partir de este punto, se inicia la segunda etapa salmuera desplaza crudo, la cual consiste en la inyección de agua a una tasa de 0,25 cc/min, hasta que se desplaza todo el aceite móvil, es decir, hasta que no se recupera más petróleo y el diferencial

de presión se estabiliza, en este punto se dice que se ha alcanzado saturación de aceite residual (S_{or}).

2.2.1 Medición de la resistividad en un sistema roca – fluido

Diagrama de proceso. En la Figura 22 se representa la secuencia de trabajo realizado para la determinación de la resistividad.

Figura 22. Diagrama del diseño experimental de resistividad.



Procedimiento experimental

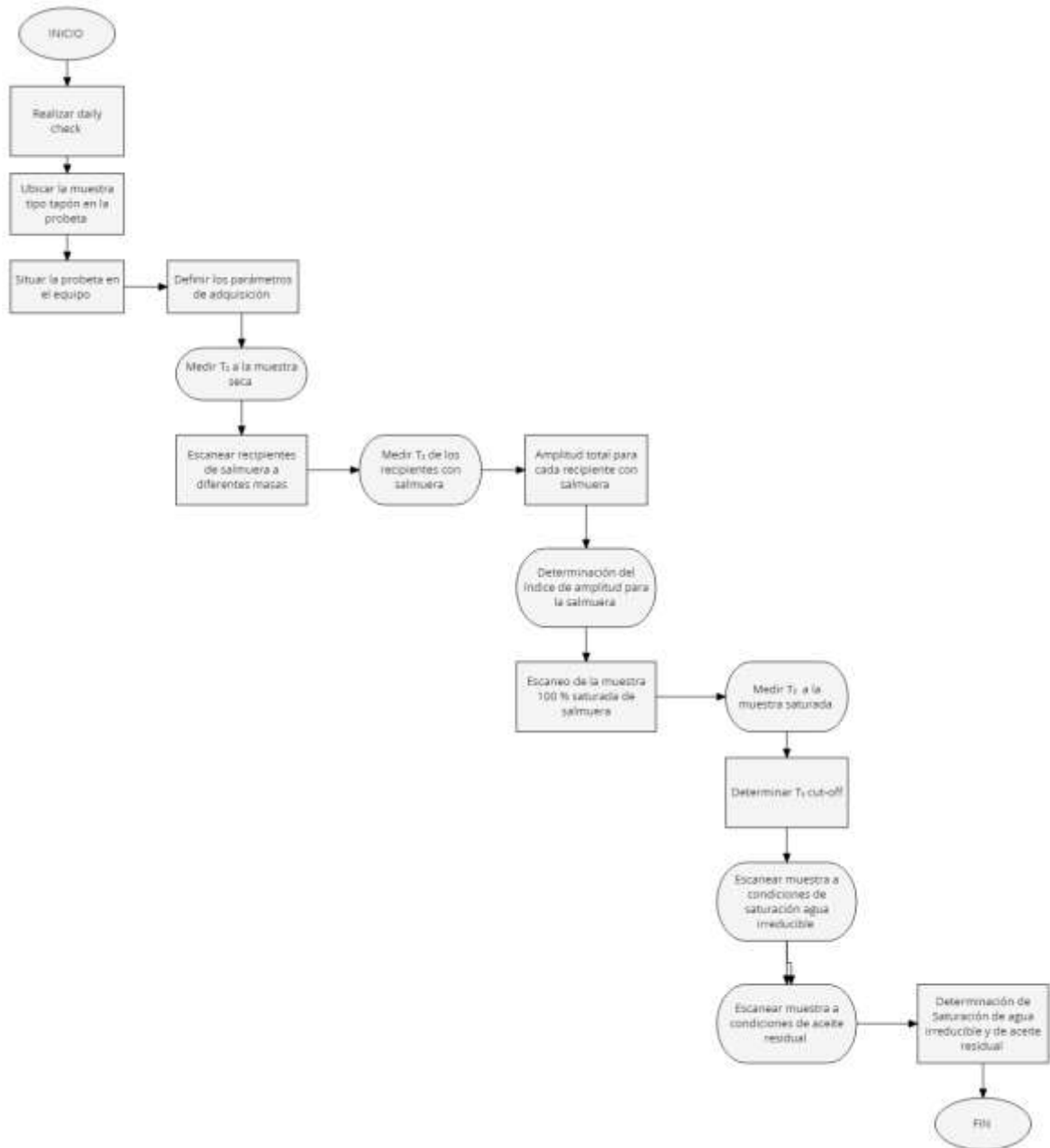
1. Use guantes desechables; Tome la muestra seleccionada y verifique que esté limpia y seca.
2. Pese la muestra seca (W_d)
3. Determine el volumen de la muestra, mida las dimensiones de la misma por medio del caliper digital. Tome tres datos del diámetro y tres de longitud en toda la muestra y promedie las mediciones. Calcule el área transversal de la muestra (A), por último, calcule el volumen de la muestra (V_t)
4. Sature la muestra 100 % con salmuera (Yoduro de sodio) usando el método de vacío. Pese la muestra saturada (W_s)
5. Halle el volumen poroso de la muestra restando la masa de la muestra saturada menos la masa de la muestra seca y se divide el resultado entre la densidad de la salmuera. Registre el dato como V_p .
6. Montar la muestra saturada de salmuera en el *coreholder* del equipo de resistividad a temperatura ambiente.
7. Llenar el *coreholder* de agua para facilitar la estabilización de la presión de confinamiento
8. Ubicar el *coreholder* en el equipo, acondicionar las líneas de salmuera y crudo y verificar que no haya fugas.
9. Medir la resistividad de la salmuera (R_w), y la resistividad de la roca (R_o).
10. Llevar el crudo pesado a una temperatura de 80 °C para mayor movilidad.
11. Presión de confinamiento de 2000 psi y caudal de desplazamiento de 0,25 cc/min
12. Iniciar desplazamiento del crudo pesado, cada dos volúmenes porosos desplazados se va a medir la resistividad verdadera (R_t). Los valores de saturación para cada medida de resistividad se determinan por medio del espectrómetro de bajo campo.
13. Cuando la muestra se encuentra a condiciones de saturación de agua irreducible, se desmonta la muestra.

14. Calcular el factor de formación (F), con las ecuaciones descritas anteriormente y se grafica en escala log – log, F Vs *Porosidad*. El exponente de cementación (m), se determina a partir de la pendiente de los puntos trazados.
15. Calcular el índice de resistividad (I), con la ecuación descrita anteriormente y graficar en escala log – log, I Vs S_w . El exponente de saturación (n), se obtiene de la pendiente.

2.2.2 Resonancia magnética nuclear para un sistema roca – fluido

Diagrama de proceso. En la Figura 23 se representa el esquema del diseño.

Figura 23. Diagrama del diseño experimental para RMN.



Procedimiento experimental.

A continuación, se lleva a cabo el procedimiento usando el espectrómetro de bajo campo.

1. Seleccionar las muestras de rocas para las mediciones RMN, muestras tipo tapón de dimensiones descritas anteriormente.
2. Seleccionar cinco (5) tarros a diferentes masas con salmuera (yoduro de sodio) y cinco (5) tarros a diferentes masas con crudo pesado.
3. Definir los parámetros de adquisición y procesamiento para cada muestra tipo tapón a analizar: para la secuencia CPMG se ajustan:
 - El tiempo de espera (RD): fijar este valor para cada grupo de muestras de modo que la adquisición de la señal sea completa y representativa.
 - Pulsos de 90° y 180° (P90 y P180): sintonizar manualmente la duración de los pulsos para cada muestra.
 - Mitad del tiempo entre ecos (TAU): valores para el agua entre (1-5) s y crudo pesado (0,04s).
 - Número de ecos (NECH): número de pulsos de 180° en cada secuencia.
 - Gain: se define según la respuesta de la muestra.
 - Programa Dynamics: fijar los parámetros de procesamiento para realizar los cálculos necesarios y obtener la distribución de tiempos de relajación.
4. Definidos los parámetros de adquisición, medir T_2 para los fluidos con el que se saturó la muestra. Se debe calentar el fluido a 40°C para trabajar a la temperatura de funcionamiento del magneto del equipo.
5. Ubicar la muestra seca en el portamuestras y después en el equipo, posteriormente, medir T_2 .
6. Escanear los cinco (5) tarros, medir T_2 para cada uno de los tarros, luego, realizar la conversión de los datos en el programa dynamics.
7. Calcular la amplitud total para cada uno de las datas obtenidas.

8. Graficar Amplitud total Vs masa, de la pendiente determinar el índice de amplitud (IA).
9. Saturar 100 % la muestra con salmuera (yoduro de sodio) y medir T_2 .
10. Desplazar crudo pesado hasta condiciones de saturación de agua irreducible (S_{wirr}).
11. Revestir la muestra con plástico Sand Wrap, para preservar la saturación del medio poroso.
12. Colocar la muestra en el equipo, precalentar la muestra saturada a la temperatura de funcionamiento del magneto (40°C).
13. Ajustar los parámetros y medir T_2 .
14. Controlar la calidad de los datos adquiridos. La señal debe llegar a la línea base y las mediciones deben ser reproducibles.
15. Realizar la conversión de las curvas de decaimiento en el programa Dynamics.
16. Identificar el $T_{2Cut-off}$.
17. Determinar la saturación de agua irreducible (S_{wirr}).

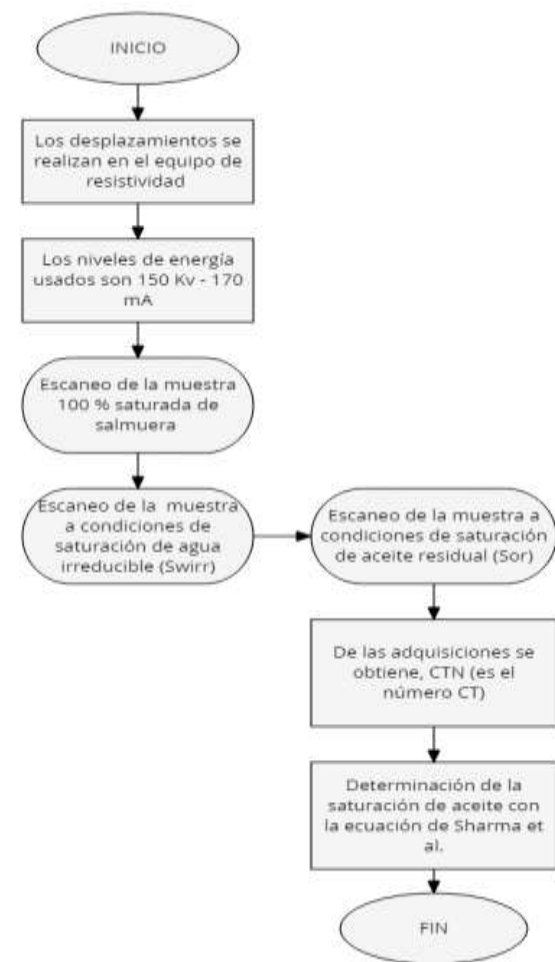
2.2.3 Tomografía axial computarizada de rayos X. Lo primero que se debe tener para la aplicación de la metodología son las imágenes CT obtenidas cuando la roca está totalmente saturada de agua (la misma agua dopada que se usará en la inyección) cuando la roca está a condiciones de saturación de agua irreducible y a condiciones de aceite residual. A partir de esto, se puede proceder a determinar la saturación de las fases en cada tiempo, por medio de la ecuación descrita anteriormente.

Para este caso, se propone tomar los números CT en cada corte axial (cada imagen TAC), tomando un promedio de los valores en el mismo, de manera que la saturación se puede expresar como un perfil longitudinal en la muestra, tal como lo reporta el proveedor.

La ecuación expresada es útil para la estimación de saturaciones bifásicas, por esto, la saturación de agua puede determinarse directamente como el complemento (uno menos la saturación de aceite); también es importante señalar que, debido a esto, no es necesario que se empleen dos energías, lo cual se aplica para experimentos trifásicos.

Diagrama de proceso. En la Figura 24 se representa la secuencia del diseño realizado.

Figura 24. Diagrama del diseño experimental para CT.



Procedimiento

Antes de realizar cualquier prueba en el equipo de tomografía se debe realizar "Quality Check (QC)". El experimento que se va a trabajar es muestra saturada.

1. Se ubica la muestra en una manga de caucho, esta debe estar seca y se realiza tomografía a un nivel de energía entre 140 Kv -170 mA.
2. El desplazamiento se realiza en el equipo Resistivity core pet.
3. Realizar adquisición de la muestra 100 % saturada de salmuera sintética dopada de yoduro de sodio.
4. Después, realizar adquisición de la muestra a condiciones de saturación de agua irreducible (S_{wirr}).
5. Realizar escaneo de la muestra a condiciones de saturación de aceite residual (S_{or}) y adquirir imágenes en los tiempos que se desea estudiar para obtener saturaciones.
6. De las adquisiciones se obtiene, CTN (es el número CT), se obtienen los valores CT de toda la roca, por tanto, todos los vóxel, luego, se promedia.
7. Para la obtención de la saturación de aceite se utiliza la ecuación de Sharma et al.⁴

$$S_o = \frac{(CTN - CTN_r^w)(1 - Swc)}{(CTN_r^{Swc} - CTN_r^w)} \quad (12)$$

⁴ B. Sharma, W. Brigham y L. Castanier, «CT Imaging Techniques for Two-Phase and Three-Phase In-Situ Saturation Measurements,» Stanford University, Stanford, California, 1997.

3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En este capítulo se presentan los diferentes resultados obtenidos para diferentes tiempos de prueba. Es importante señalar que uno de los principales objetivos de estos experimentos es validar las metodologías planteadas.

3.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE RESISTIVIDAD

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para determinar saturaciones, a partir de, la metodología descrita en el capítulo 2.

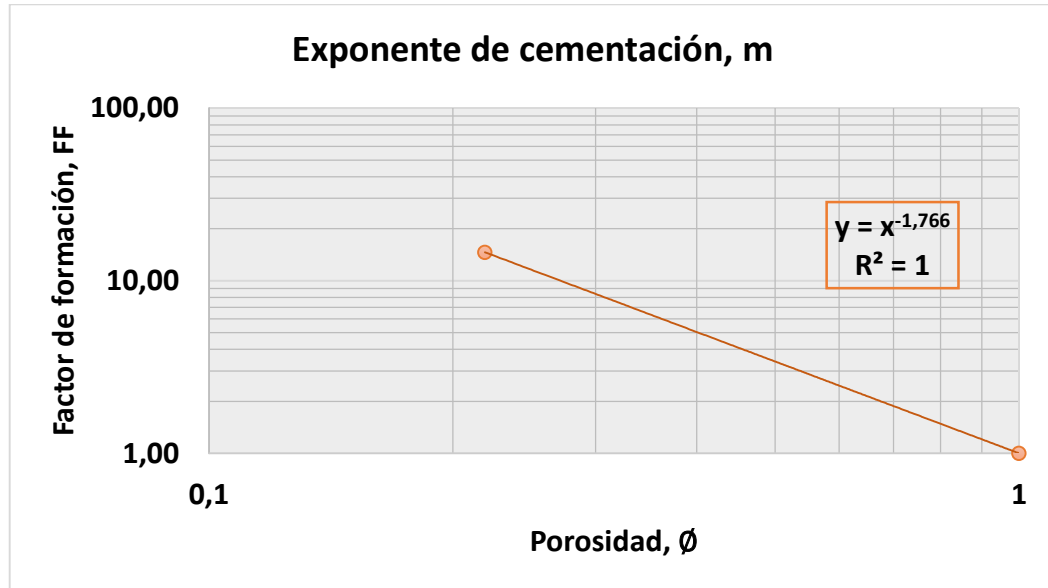
Los valores obtenidos para determinar el exponente de cementación y el exponente de saturación, se encuentran en el Anexo A.

Cabe recalcar, que al determinar la saturación correspondiente a cada medida de resistividad se debe usar el espectrómetro de bajo campo aplicando la metodología descrita en el Anexo B.

3.1.1 Resultado exponente de cementación (m) y saturación (n) determinados mediante análisis de núcleos.

De las Figuras 25 y 26 se obtiene el exponente de cementación y el de saturación. Estos valores son usados para calcular la saturación de agua mediante la ecuación de Archie descrita anteriormente.

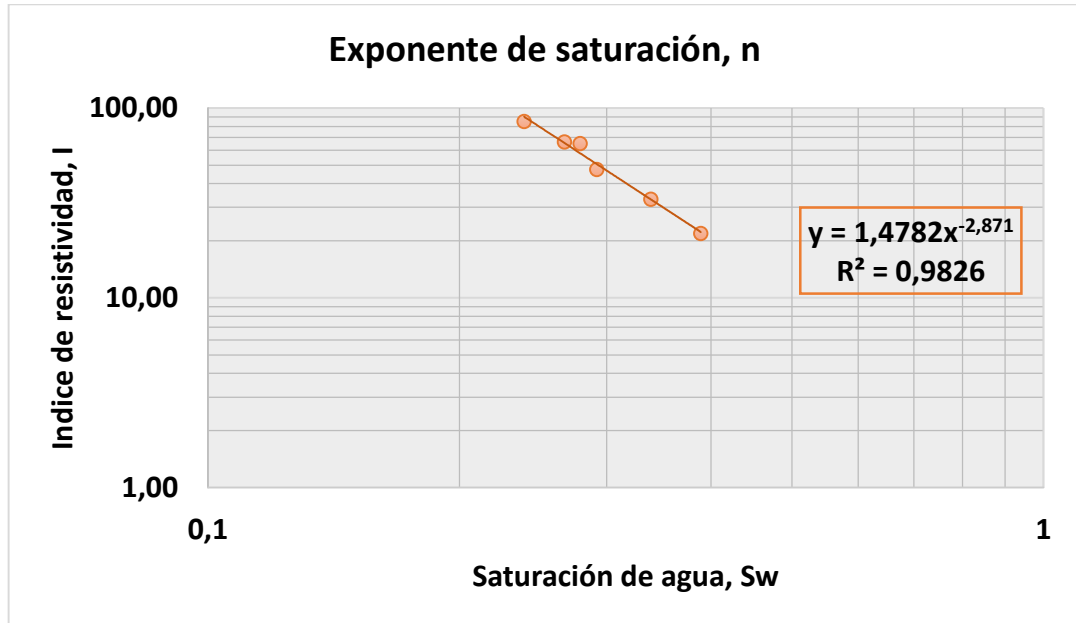
Figura 25. Determinación de los parámetros a y m, utilizados en la ecuación de Archie.



Desde la primera publicación de Archie en 1942 de a y m, muchos investigadores han informado diferentes valores para diferentes tipos de formaciones, para nuestro caso de estudio se determinaron estos parámetros a partir de la Figura 25 en donde la pendiente de la línea corresponde al valor de m y el intercepto en $\phi = 1$ es a. De acuerdo a los valores calculados de tortuosidad ($a = 1$) y exponente de cementación ($m = 1,766$) es posible describir la muestra de roca como una arena limpia consolidada de grano fino (Gómez Rivero, 1976).⁵

⁵ Gómez-Rivero, O., 1976: A Practical Method for Determining Cementation Exponents and Some Other Parameters as an Aid in Well Log Analysis. Septiembre/ Octubre. The Log Analyst. vol. 17, no. 5.

Figura 26. Determinación del exponente de saturación (n), utilizado en la ecuación de Archie.

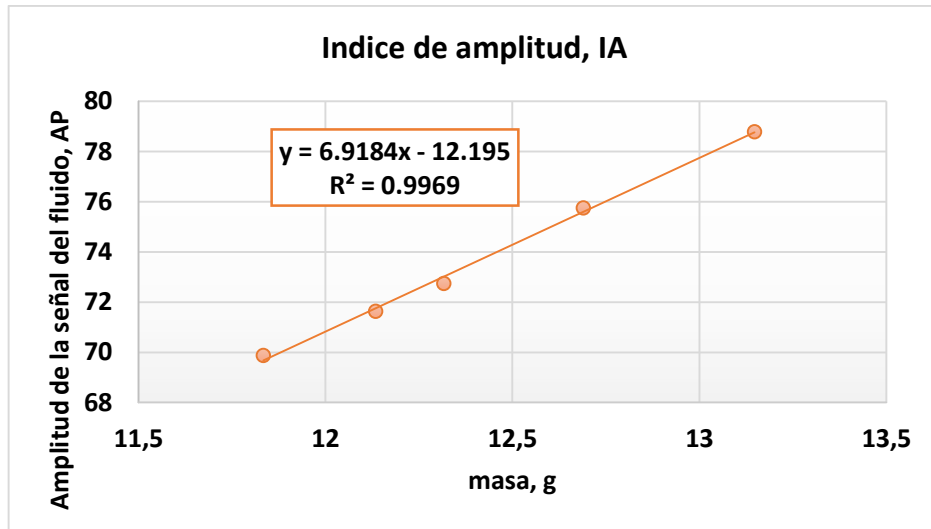


En la Figura 26 se tiene el índice de resistividad (I) en función de la saturación de agua (S_w), y por medio de la línea que pasa a través de los datos se obtiene el valor de n el cual corresponde a la pendiente de esta línea. Dado que el valor del exponente de saturación ($n = 2,871$) es mayor a dos, se tiene que la muestra de roca utilizada en la prueba es mojada por aceite, lo que se ve reflejado en el alto valor de saturación de aceite, y más aún en la poca producción de crudo durante el desplazamiento realizado.

3.2 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

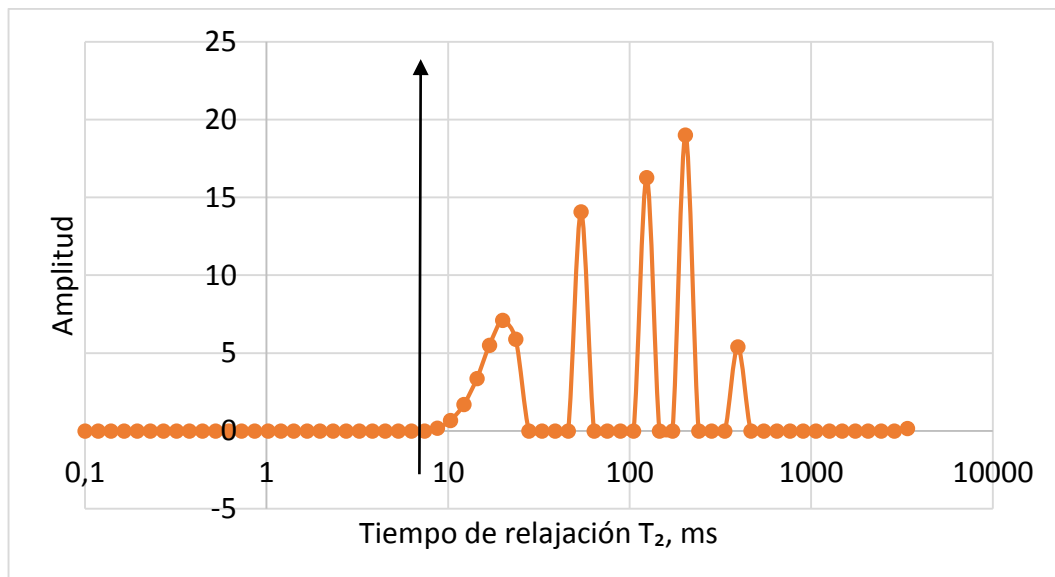
Se realizan otras pruebas por medio del espectrómetro de bajo campo para determinar saturaciones. La metodología seguida para calcular estas saturaciones es descrita en el capítulo 2 y en el Anexo B se encuentra el paso a paso del uso de la metodología.

Figura 27. Índice de amplitud de la salmuera.



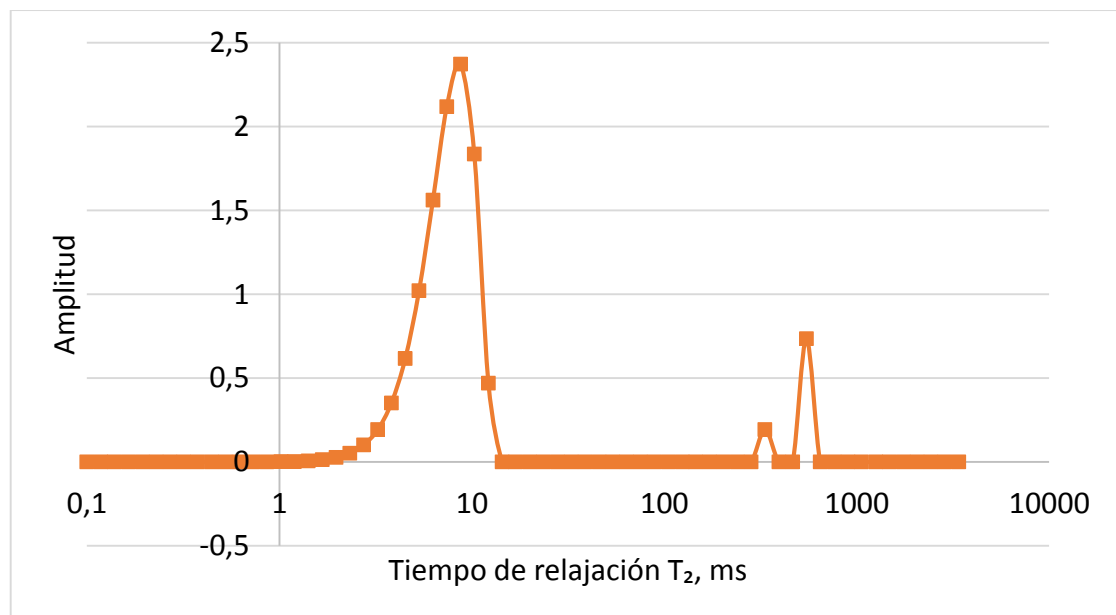
En la Figura 27 se grafica la amplitud de la señal del fluido vs masa, se realiza una regresión lineal para obtener la pendiente la cual representa el índice de amplitud. El valor del índice de amplitud de agua se usa para determinar la masa del fluido que se encuentra saturando la roca y con la densidad del fluido saturante, se determina el volumen para realizar el balance de materia y posteriormente, determinar la saturación.

Figura 28. Distribución T_2 de la muestra 100 % saturada de salmuera.



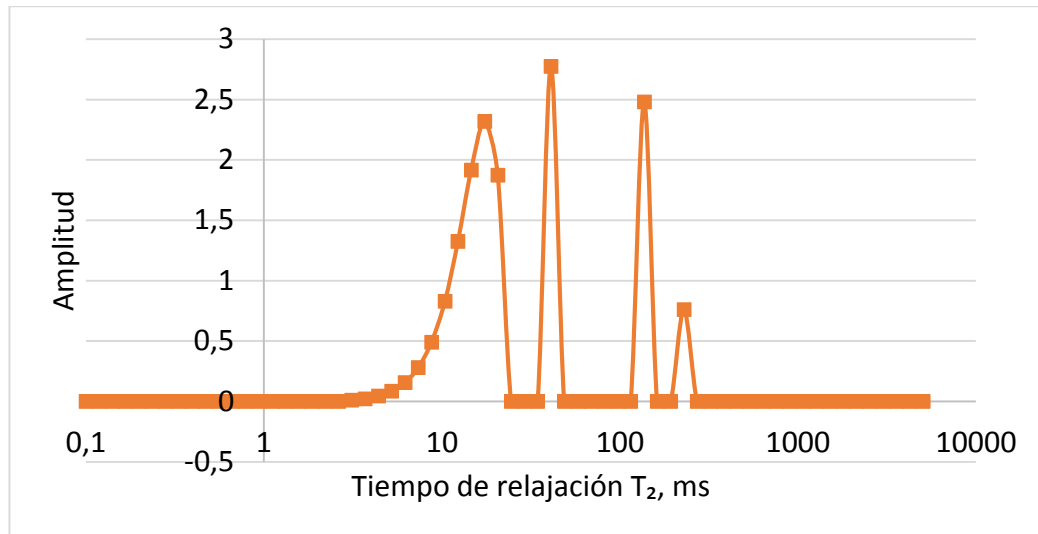
En la Figura 28 se observa la distribución T_2 para la salmuera; la distribución T_2 refleja la distribución del tamaño de poro de la roca. La distribución frecuentemente es bimodal, en la parte izquierda se representa los poros pequeños, los cuales contienen fluidos ligados por capilaridad, y contienen tiempos de relajación más cortos. Los poros grandes ubicados en la parte derecha contienen agua libre móvil y poseen tiempos de relajación más largos. La línea divisora es el punto de corte T_2 , el cual nos indica donde inicia la salmuera.

Figura 29. Distribución T_2 de la muestra a condiciones de saturación de agua irreducible (Swirr).



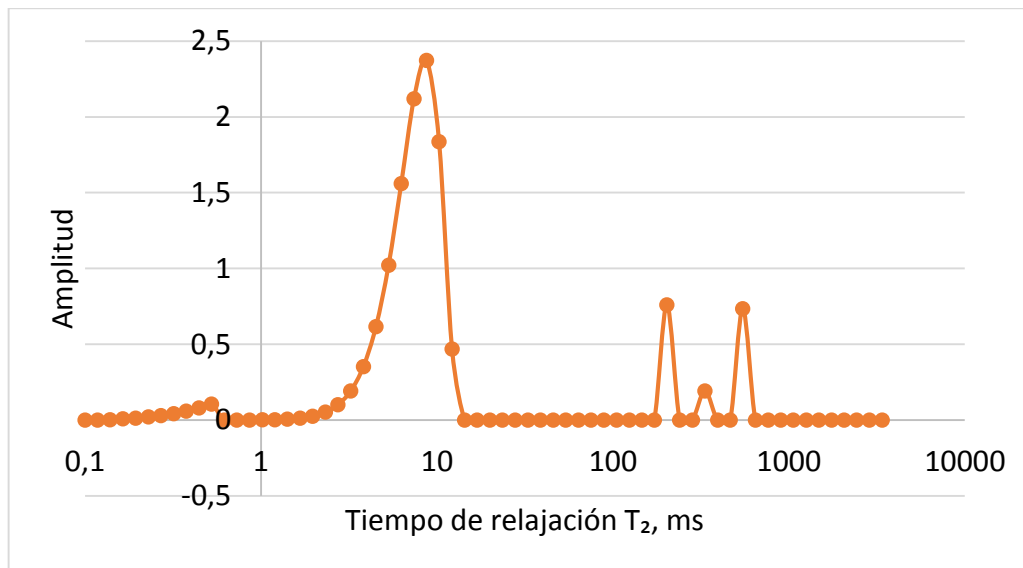
En la Figura 29 se analiza que los espacios de los poros ya están saturados por petróleo, y la distribución T_2 está medida por la viscosidad y la composición del crudo. Debido a la estructura molecular del crudo pesado poseen velocidades de decaimiento más rápido, o tiempos T_2 más cortos. Por tal razón, en la izquierda se observa la distribución del petróleo pesado y el agua ligada por capilaridad y en la derecha el agua libre móvil que se encuentra en los poros más grandes.

Figura 30. Distribución T_2 de la muestra a condiciones de saturación de aceite residual (S_{or}).



De la Figura 30 se concluye que la movilidad de crudo es muy pobre por tal razón, cuando se escaneo la muestra a estas condiciones hay mayor cantidad de crudo que de agua, además, los fluidos no estaban bien distribuidos en la roca, por tal motivo, se realiza un segundo desplazamiento con el fin de mejorar la distribución de los fluidos dentro de la roca.

Figura 31. Distribución T_2 de la muestra a condiciones de saturación de agua irreducible (S_{wirr}), segundo desplazamiento (crudo – salmuera).



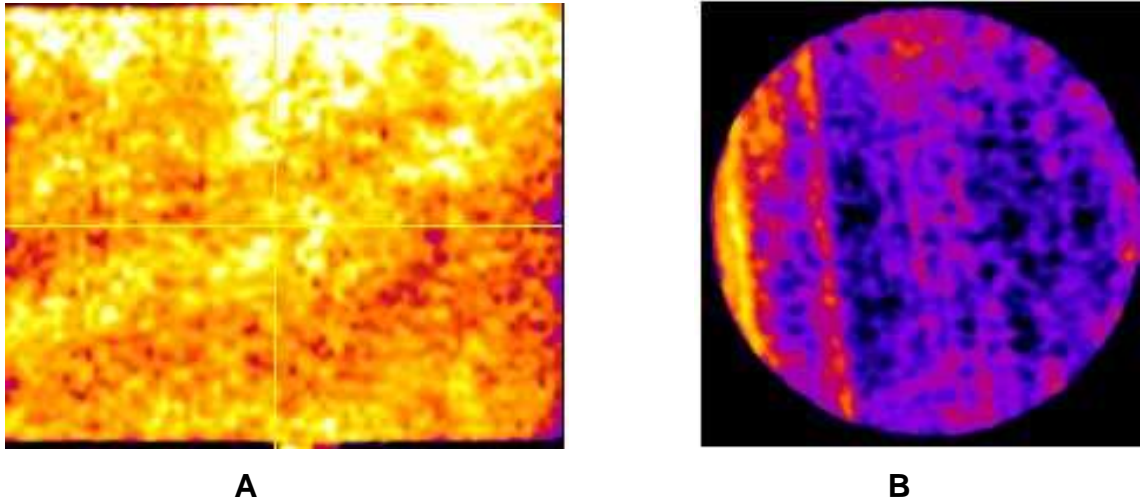
En la Figura 31 se realiza un segundo desplazamiento (crudo desplaza salmuera) para llegar a saturación de agua irreducible y poder mejorar el exponente de saturación. Se observa que en la parte izquierda se ubica el crudo pesado y en la parte derecha la salmuera.

Con el valor del índice de amplitud y la amplitud total a condiciones de saturación de agua irreducible, saturación de aceite residual y los efluentes obtenidos en cada desplazamiento, se aplica la metodología descrita en el capítulo 2 para luego determinar las saturaciones.

3.3 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA DE RAYOS – X

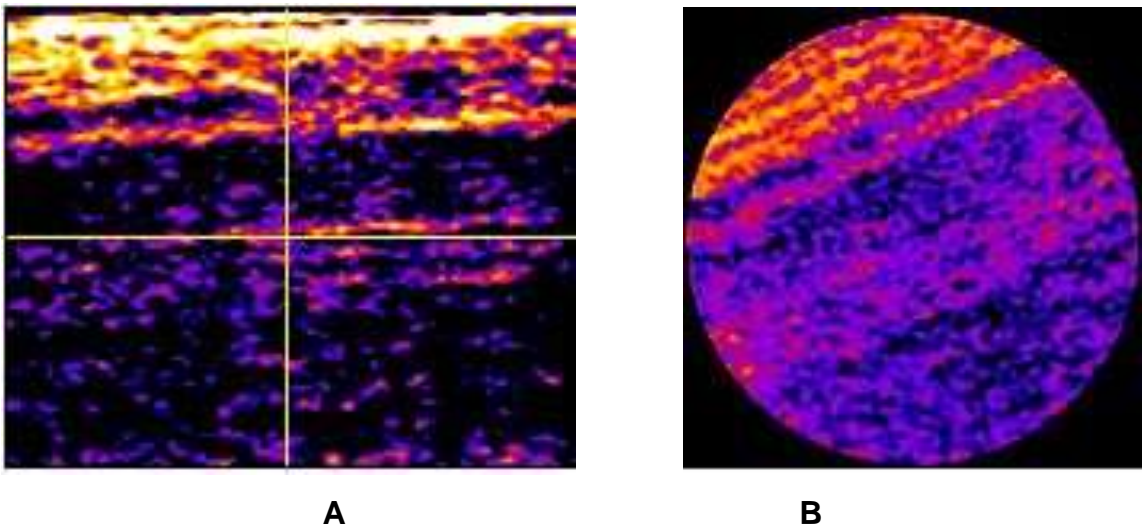
En el anexo C, se presenta en detalle los datos que se usan para el procesamiento de las imágenes.

Figura 32. Muestra 100 % saturada de salmuera.



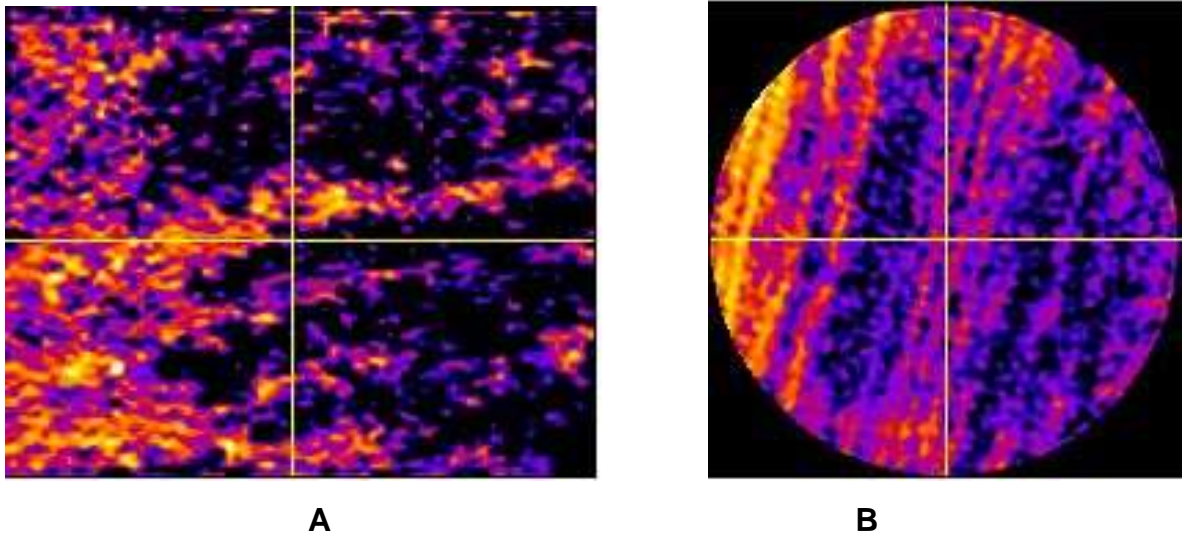
En la Figura 32 se observa un corte vertical de la muestra saturada 100 % de salmuera, los colores blancos determinan que hay una mayor saturación de los poros y el color amarillo que esta menos saturada (A), también, en el corte axial se ven que la muestra presenta laminación por tal razón hay lugares de la roca que están mejor saturada de salmuera (B). Es importante señalar que no todo punto de color naranja en el mapa hace referencia a agua, ya que los puntos dispersos que aparecen pueden estar relacionados con ruido u otros materiales que generan una respuesta similar.

Figura 33. Crudo desplaza salmuera.



En la Figura 33 se ilustra el proceso de crudo desplaza salmuera, donde el crudo desplaza a la salmuera hasta llegar a condiciones de saturación de agua irreducible. La figura A, la cual corresponde a un corte vertical de la muestra se observa que en la parte superior, en colores claros, se encuentra la distribución de la salmuera debido a las laminaciones que presenta la muestra, en la parte central del corte también, se observa que hay canales preferenciales debido a esta misma causa. El color negro representa el crudo pesado y se puede deducir que hay un excelente barrido de la salmuera debido a que el crudo ingresa con una temperatura. La figura B, correponde a un corte axial de la muestra en el cual se observa mejor las laminaciones que presenta la muestra berea.

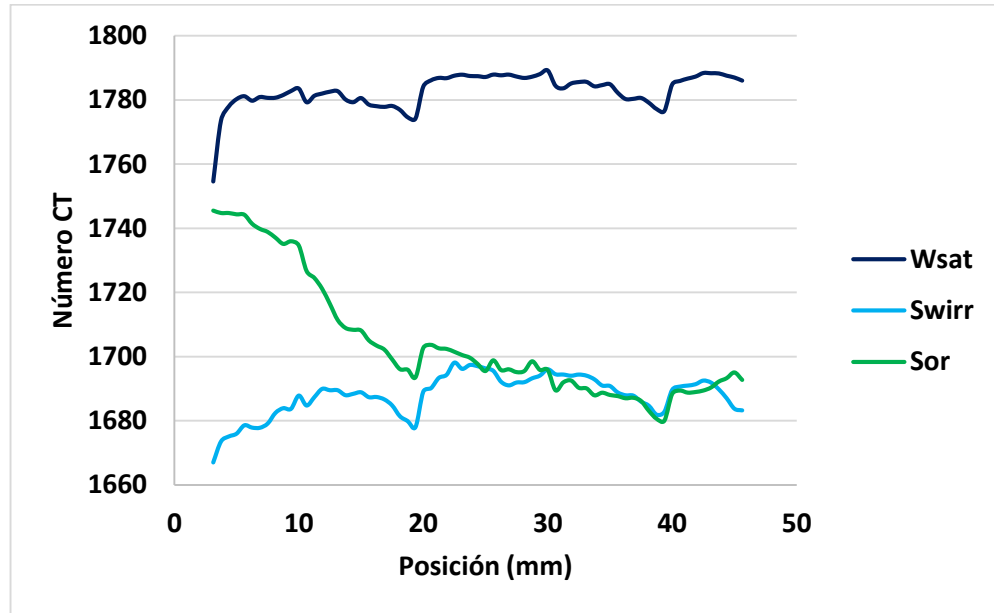
Figura 34. Salmuera desplaza crudo.



La Figura 34 describe el proceso por medio del cual la salmuera desplaza al crudo hasta llegar a condiciones de saturación de aceite residual. La Figura A, representa un corte vertical de la muestra; la salmuera está ilustrada por los colores claros, lo demás corresponde a crudo pesado. Debido a que la muestra presenta laminaciones, la salmuera a la hora de ser desplazada opta por esos canales preferenciales. Al inicio se observa un excelente barrido del crudo, este se puede visualizar con mayor detalle en el perfil de atenuación, pero después se visualiza

que la movilidad del crudo es pobre, por tal razón en la producción solo se evidencia efluentes de salmuera. Corte axial de la muestra (B).

Figura 35. Perfil de Atenuación.

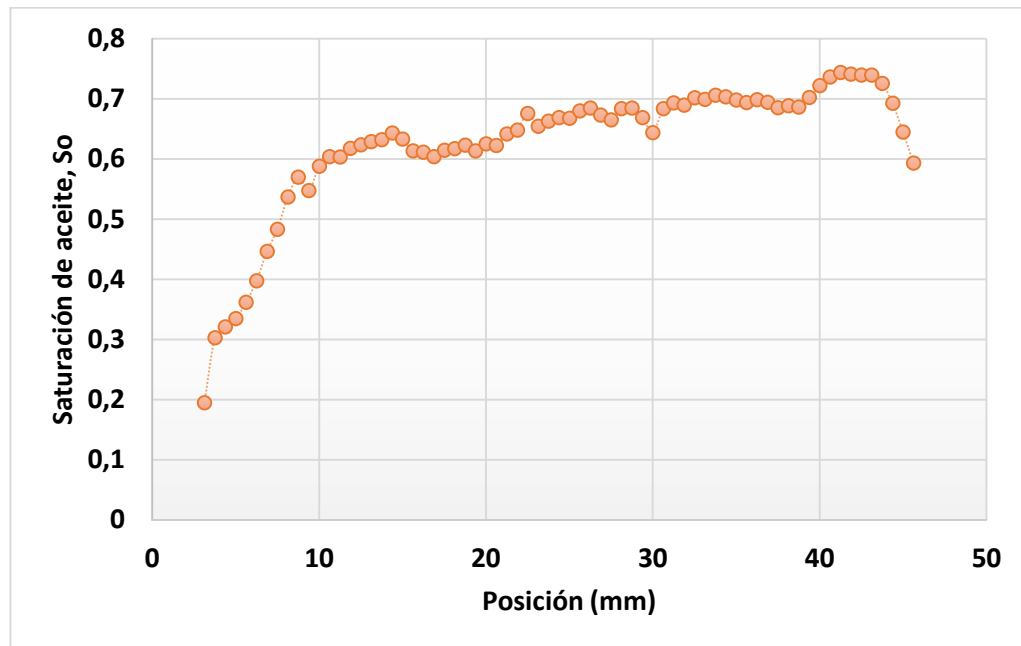


La Figura 35 corresponde al perfil de atenuación, la gráfica de la parte superior (color azul oscuro) pertenece a la saturación de agua y esta ubica en esa posición debido a que el agua está dopada para que atenué con más números CT. La curva del medio (color verde) representa la condición de saturación de aceite residual, donde se inyecta salmuera dopada, los números CT van a subir proporcionalmente pero no llega hasta la primera gráfica para que esto suceda la saturación de agua vuelve a ser uno, se usa esa proporcionalidad desde donde arranca hasta donde sube para determinar cuál es la saturación, también se visualiza que la curva está más cerca de la saturación de agua irreducible (color azul claro).

Después de llegar a condiciones de saturación de aceite residual (S_{or}), se evidencia que no se llegó a S_{or} o la distribución de esa saturación de aceite residual no es uniforme, porque en la entrada de la muestra se evidencia que entra bastante agua,

pero de ahí en adelante no se nota diferencia, más o menos desde los 20 mm el agua toma los canales preferenciales y el barrido del crudo es pobre.

Figura 36. Perfil de Saturación.



La Figura 36 muestra la saturación contra la longitud de la muestra. Al inicio de los primeros 20 mm se evidencia que hubo una disminución grande de la saturación de aceite de ahí en adelante no se barrió. La utilidad del perfil de saturación, permite determinar que hay un barrido pobre, también permite ver que el barrido fue bueno en la cara de inyección, luego el agua opta por los canales preferenciales por tal razón el flujo no fue homogéneo, además en la cara de la muestra el crudo estaba a una temperatura debido a la cinta de calentamiento y esto hace que se presente este fenómeno.

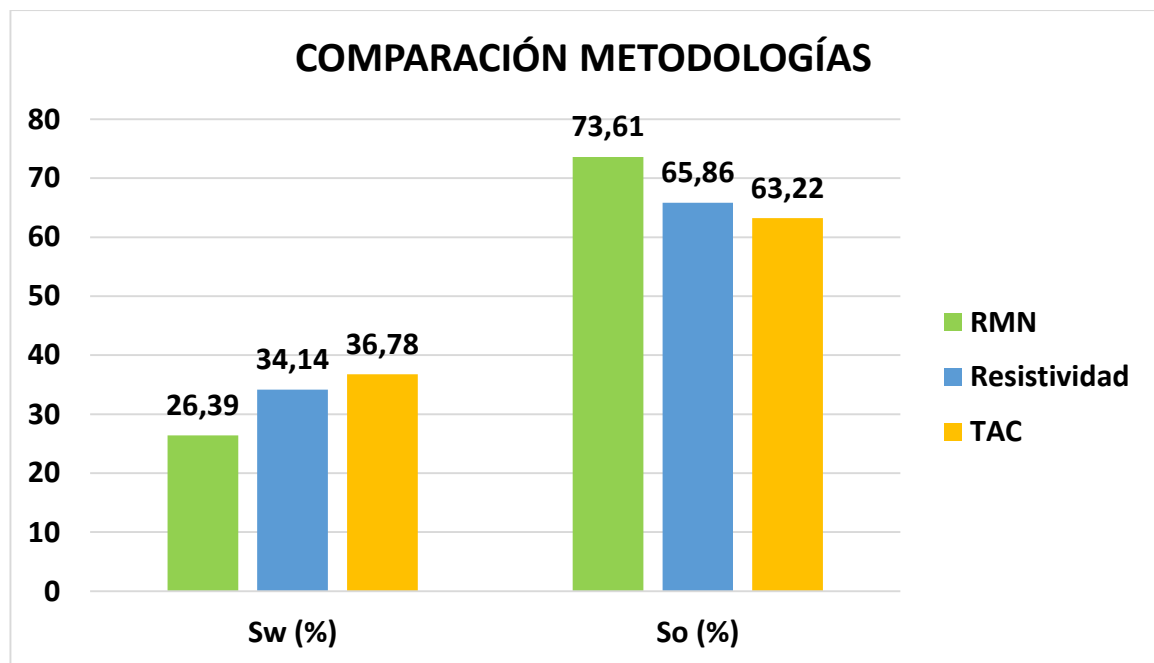
3.4 COMPARACIÓN ENTRE LAS TÉCNICAS

Tabla 4. Valores de saturación obtenidos con Resistividad y RMN.

Resistividad		Tomografía axial computarizada de rayos - X		Resonancia Magnética Nuclear	
Sw (%)	So (%)	Sw (%)	So (%)	Swirr (%)	Sor (%)
34,14	65,86	36,78	63,22	26,39	73,61

En las tablas 4 se presentan los valores de saturación obtenidos por las tres técnicas. El referente de comparación son los valores determinados por Tomografía. Los valores de saturación obtenidos con resistividad están ligados a RMN, además los valores de saturación en resistividad son altos por el contenido de agua que tiene el crudo, el cual tiene un BSW de 17 %.

Figura 37. Comparación entre las tres metodologías utilizadas para la determinación de saturaciones.



En la Figura 37 es posible apreciar de manera más clara los valores obtenidos de saturaciones por medios de las tres técnicas. De acuerdo a esto se tiene que el mayor valor de saturación de aceite fue por medio de RMN, mientras que los valores

de TAC y Resistividad fueron más cercanos. Por lo que se puede decir que las tres técnicas son aceptables para la determinación de saturaciones, pero al estar la prueba de Resistividad ligada a mediciones realizadas en RMN como se ha dicho previamente, queda la técnica de TAC como la más práctica, y que además permite obtener valores dentro de un rango muy aceptable.

4. CONCLUSIONES

La combinación de las técnicas de Resonancia Magnética Nuclear, Tomografía Axial Computarizada y mediciones de Resistividad, nos permite determinar los valores de saturación en muestras tipo tapón cuando se utiliza crudo pesado a nivel de laboratorio.

En el momento del escaneo de los efluentes en el proceso de (salmuera desplaza crudo), el crudo pesado se adhiere a las paredes del recipiente causando que se relaje muy rápido y que el espectrómetro de bajo campo no pueda detectar la señal.

Se propone una metodología en el cual se combina la técnica de RMN con las mediciones de Resistividad, permitiendo calcular la saturación de fluidos en cada punto de medida de resistividad.

A diferencia de los métodos convencionales, la resonancia magnética nuclear es una técnica en donde las señales obtenidas son proporcionales a los átomos de interés, los cuales para este trabajo corresponden a la salmuera, y a partir de estos se hace posible la determinación de saturaciones. Convirtiéndola en una técnica práctica, exacta y no destructiva para la estimación de propiedades petrofísicas.

Fue necesario medir el exponente de saturación para diferentes ciclos de desplazamiento, ya que al realizar un segundo ciclo se llega a obtener una mejor distribución de los fluidos presentes en la muestra, y se ven afectadas las propiedades eléctricas.

La investigación demuestra que la tomografía es una técnica apropiada para la determinación de saturaciones en muestras tipo tapón durante pruebas de desplazamientos de fluidos. Por otra parte, las imágenes adquiridas de tomografía

al realizar los diferentes escaneos en el proceso de inyección de fluidos, permiten ver la distribución de los mismos a lo largo de la muestra, además se evidencia que las laminaciones son propias de la muestra y de fluidos, que alteran la manera en cómo se mueven los fluidos dentro de la roca. Esta observación se pudo concluir gracias al uso de la tomografía, la cual hace posible estudiar como ocurre el desplazamiento durante la inyección.

5. RECOMENDACIONES

Realizar múltiples datos experimentales al medir las propiedades eléctricas de la muestra. La repetitividad de las mediciones permite una mayor confianza y hace posible el cálculo de las desviaciones estándar de los resultados.

Los recipientes utilizando para almacenar los efluentes es necesario escanearlo en RMN para evitar que genere señales, además como el crudo pesado se adhiere a las paredes del recipiente y la técnica de RMN no detecta esta señal, debido a que se relaja muy rápido el fluido, se sugiere usar TAU entre un rango de (0,6 – 1,0) cuando se trata de efluentes o agregarle cierta concentración conocida de diluyente a los efluentes para que la señal sea detectable.

Desarrollar una metodología para un sistema roca – fluido usando Resonancia Magnética Nuclear una vez esté disponible el accesorio: gradiente de campo magnético, para determinar saturaciones y compararlos con datos reportados en la literatura.

Se recomienda usar la ecuación propuesta por Willington y Vinegar para determinar saturaciones de fluidos en casos bifásicos, donde es necesario conocer la atenuación de la roca cuando se encuentra totalmente saturada de aceite y totalmente saturada de agua.

BIBLIOGRAFÍA

Andreas KAYSER, A., KNACKSTEDT, M., ZIAUDDIN, M. (2006). Una observación más detallada de la geometría de los poros. Oilfield Review Verano.

ALLSOPP. K., WRIGHT. I., LASTOCKIN. D., MIROTCNIK. K. Determination of oil and water compositions of oil/ water emulsions using low field NMR relaxometry. TIPM Laboratory and University of Galgary.

APPEL. J., FREEMAN. J., PERKINS. R. Restricted diffusion and internal field gradients. SPWLA 40. 1999

AKKURT. R. Determination of residual oil saturation using enhanced diffusion. SPE 49014.

Akkurt, R., Nate Bachaman, H., Cao Minh, C., Flaum, C., Lavigne, J., Leveridge, R., Carmona, R., Crary, S., Decoster, E., Heaton, N., Hürlimann, M., Looyestijn, W., Mardon, D., y White, J. (2009). La resonancia magnetica nuclear revela todo su potencial. (Edición no 4). Oilfield Review Primavera.

Akkurt, R., Marschall, D. M., Eyvazzadeh, R. Y., Gardner, J. S., Mardon, D. & Dunn, K. J., 1998. Determination of Residual Oil Saturation Using Enhanced Diffusion, SPE 49014.

Appel, M., Freeman, J.J., Perkins, R.B. & Hofman, J.P., 1999. Restricted diffusion and internal field gradients paper, SPWLA 40th Annual Logging Symposium Transactions.

AVENDAÑO. J. Análisis de modelos petrofísicos para formaciones clásticas. Instituto Politécnico Nacional. Tesis de pregrado. 2015

B. Sharma, W. Brigham and L. Castanier, "CT Imaging Techniques for Two-Phase and Three-Phase In-Situ Saturarion Measurments," Stanford University, Stanford, California, 1997.

CHIEN-CHUNG HUANG. Estimation of rock properties by NMR relaxation methods. Houston, Texas. 1997.

COATES. G,R., VINEGAR. H,J., TUTUNJIAN.P. Restricted Diffusion from Uniform Gradient NMR Well Logging. SPE 26472, 1993.

CARRILLO. L., MARTINEZ. M. Metodología para calcular coeficientes de difusión en el medio poroso. 2016. Universidad Industrial de Santander. Trabajo de grado.

E. M. Withjack, C. Devier and G. Michael, "The Role of X-Ray Computed Tomography in Core Analysis," 2003.

E.C. Donaldson, SPE, and T.K. Siddiqui. Relationship Between the Archie Saturation Exponent and Wettability. SPE Fonnation Evaluation. 1989

G. Archie. "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics". Transactions of the AIME, pp. 54-62, 1942.

G. Barrero. "Construcción del modelo de saturación de agua de un yacimiento de crudo pesado en la formación mirador con agua de formación dulce", Universidad Nacional de Colombia. 2016.

G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications; Halliburton Energy Services Group, 1999.

H. Vinegar and S. Wellington, "Tomographic imaging of three-phase flow experiments," *Rev. Sci. Instrum.* 58(1), vol. 58, no. 1, pp. 96-107, 1987.

J. Alvestad, E. Gilje, A. Hove, O. Langeland, T. Maldal and B. Schilling, "Coreflood experiments with surfactant system for IOR: Computer tomography studies and numerical modelling," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 7, pp. 155-171, 1992.

KENYON, Bill; KLEINBERG, Robert; STRALEY RIDGEFIELD Christian; Connecticut, USA. Greg Gubelin, Chris Morriss, Sugar Land, Texas, USA. Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.

RAMOS. R. H.; Zinat C. D.; Ramírez M. T. "Registros Geofísicos en México, Tomo I". Villahermosa Tabasco. México. Primera Edición. 2008.

S. Siddiqui and A. Khamees, "Dual-Energy CT-Scanning Applications in Rock Characterization," *SPE*, pp. 1-9, 2004.

S. Wellington and H. Vinegar, "X-Ray Computerized Tomography," *Journal of Petroleum Technology*, no. SPE 16983, pp. 885-898, 1987.

SANCHÉZ. C. Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos). Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de pregrado. 2012

Schlumberger. Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs, New York. Documento.

SALAZAR. G. Construcción del modelo de saturación de agua de un yacimiento de crudo pesado en la formación mirador con agua de formación dulce. Universidad Nacional de Colombia. Trabajo de tesis para optar por el título de maestría. 2016
ORTIZ MENESES Andrés F., HERRERA OTERO Edwar, SANTOS SANTOS Nicolás. Estimación de saturaciones in-situ durante experimentos de inyección de fluidos por medio de tomografía computarizada de rayos-x.

W.D. Lyle, SPE, and W.R. Mills. Effect of Nonuniform Core Saturation on Laboratory Determination of the Archie Saturation Exponent. SPE Formation Evaluation. 1989

X. Chen, L.C. Kuang and Z.C. Sun. Archie Parameter Determination by Analysis of Saturation Data. PETROPHYSICS. VOL. 43. 2002

ANEXOS

ANEXO A. RESISTIVIDAD A NIVEL DE LABORATORIO.

Se presentan los valores obtenidos y calculados cuando se realizó el desplazamiento. Para la obtención del valor de saturación de agua fue necesario resonancia magnética nuclear debido a que el desplazamiento es dinámico y no se podía desmontar la muestra, por tal razón se escanearon los efluentes para determinar la saturación a cada medida de resistividad.

Tabla A1. Datos necesarios para el cálculo de resistividad.

DATOS		UNIDADES
Área	0,001126	m ²
Longitud	0,05	m
A/L	0,02297	m
Porosidad, \emptyset	0,22	Fracción
Volumen Poroso	12,16	cc
Volumen Muerto	5,54	cc

Tabla A2. Factor de formación (F).

PROPIEDADES		UNIDADES
Resistencia de la roca (r_o)	544,36	Ω
Resistividad de la salmuera (R_w)	0,855	$\Omega.m$
Resistividad de la roca (R_o)	12,5	$\Omega.m$
Factor de Formación (F)	14,62	Adimensional

Tabla A3. Porosidad contra factor de formación.

\emptyset	F
0,219	14,62
1	1

Tabla A4. Índice de resistividad (I).

r_t, Ω	$R_t, \Omega. m$	$R_2, \Omega. m$
2932,9	67,37	63,25
7780	178,7	167,77
10436	239,71	225,05
11924	273,89	257,14

Tabla A5. Saturación de agua contra índice de resistividad.

S_w	I
1	1
0,794483	5,06
0,59914402	13,42
0,33431932	18
0,26395116	20,57

Otra forma de calcular la saturación de agua irreducible es usando el indicador de zona de flujo (FZI), definido como un parámetro único que incorpora los atributos geológicos de textura y mineralogía en la discriminación de facies geométricas de poros distintos (unidades hidráulicas).⁶

$$FZI = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e}$$

Donde,

RQI, índice de calidad del yacimiento

ϕ_e , Porosidad efectiva, fracción

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}}$$

Donde,

K, permeabilidad, milidarcy

$$S_w = 1 - \left(\frac{1}{a + bFZI^{-c}} \right)$$

⁶ AMAEFULE, Jude O and Mehmet Altunbay. Enhancing Reservoir Description: Using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals /wells.SPE 26436.

Aplicando la ecuación del indicador de zona de flujo (FZI), da como resultado un valor de saturación de agua irreducible de 14 %, hay que tener en cuenta que el valor presentando en los resultados tiene en cuenta el BSW presente en el crudo pesado.

ANEXO B. PARÁMETROS Y DATA PARA LA PRUEBA DE RMN

Tabla B1. Parámetros establecidos en resonancia magnética nuclear.

PARAMETROS		UNIDADES
Scans	16	
RD	20	
Gain	52	(dB)
NECH	3000	
TAU	1	

Tabla B2. Índice de amplitud del agua (IA).

Recipiente	masa, g	AP
1	11,8336	69,8822952
2	12,3165	72,7427109
3	13,1474	78,7881986
4	12,6896	75,7527795
5	12,1346	71,6384758

Tabla B3. Tiempo contra amplitud.

T grid [ms]:	amplitud
0,1	0
0,118	0
0,139	0
0,164	0
0,194	0
0,229	0
0,27	0
0,319	0
0,376	0
0,444	0
0,524	0
0,618	3,29286E-05
0,729	0,000146551
0,861	0,00044271
1,02	0,001133586
1,2	0,002652641
1,41	0,005868422
1,67	0,012484721
1,97	0,025760591
2,32	0,051735692
2,74	0,101144109
3,24	0,191980251
3,82	0,351860849
4,51	0,617184241
5,32	1,021717091

6,28	1,561039744
7,41	2,118573148
8,74	2,372281959
10,3	1,836567068
12,2	0,469649309
14,4	0
16,9	0
20	0
23,6	0
27,9	0
32,9	0
38,8	0
45,8	0
54	0
63,7	0
75,2	0
88,8	0
105	0
124	0
146	0
172	0
203	0
240	0
283	0
334	0,192322081
394	0
465	0
548	0,734267043
647	0
764	0
901	0
1060	0
1260	0
1480	0
1750	0
2060	0
2430	0
2870	0
3390	0

La Tabla B3 presenta los valores obtenidos cuando se escanea la muestra en resonancia magnética nuclear. La amplitud para cada tiempo y el índice de amplitud de la salmuera es usada para determinar la saturación de agua.

A continuación, se muestra un ejemplo del cálculo de la saturación de agua irreducible.

Tabla B4. Ejemplo de la obtención de S_{wirr} por medio de RMN.

AP	0,926589
AI	6,9184
Masa (g)	9,040678
V (cc)	8,95028
$D_{salmuera}$ (g/cc)	1,0101
V_p	12,1599
S_{wirr} (%)	26,39512

ANEXO C. TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA DE RAYOS – X.

Para realizar el análisis, se debe proceder a obtener los valores numéricos CT de las imágenes a procesar, para esto, se hace uso del software ImageJ de acuerdo a lo expresado anteriormente. En esta sección se muestra a detalle la parte operacional del software, de manera que este documento sirva también como guía, para el manejo de la herramienta.

1. Cargue de las imágenes TAC
2. Selección de área de interés, asegúrese de seleccionar siempre la ROI antes de proceder a extraer cada perfil
3. Extracción de datos, de los números CT
4. Lleve los perfiles a Excel para su fácil procesamiento
5. Para la estimación de los perfiles de saturación se usa la ecuación planteada anteriormente. Es importante establecer desde que punto inicia la muestra.

Tabla C1. Datos utilizados para los cálculos en Excel.

X	W_{sat}	S_{wirr}	S_{or}	S_o
0				
0,625				
1,25				
1,875				
2,5				
3,125	1754,61	1667,062	1745,569	0,07858776
3,75	1773,655	1673,583	1744,813	0,2193297
4,375	1778,009	1675,137	1744,814	0,24556143
5	1780,301	1676,02	1744,398	0,26200538
5,625	1781,203	1678,62	1744,27	0,27398315
6,25	1779,797	1677,897	1741,453	0,28635706
6,875	1780,952	1677,856	1739,863	0,30329721
7,5	1780,692	1679,166	1738,91	0,31318186
8,125	1780,74	1682,498	1737,118	0,33790377
8,75	1781,588	1683,95	1735,186	0,36166167
9,375	1782,828	1683,746	1736,004	0,35963206
10	1783,585	1687,873	1734,686	0,38879283
10,625	1779,337	1684,787	1726,742	0,42331883
11,25	1781,338	1687,387	1724,58	0,45973793

11,875	1782,034	1689,959	1721,196	0,50282615
12,5	1782,623	1689,539	1716,459	0,54091792
13,125	1782,78	1689,538	1711,468	0,58201703
13,75	1780,2	1687,999	1708,985	0,58778771
14,375	1779,344	1688,419	1708,393	0,5938269
15	1780,638	1688,906	1708,19	0,60102176
15,625	1778,594	1687,376	1705,116	0,61300136
16,25	1778,094	1687,432	1703,474	0,62634643
16,875	1777,875	1686,669	1702,225	0,63120464
17,5	1778,167	1684,813	1699,189	0,64381021
18,125	1776,954	1681,445	1696,137	0,64393656
18,75	1774,643	1679,927	1695,96	0,63218213
19,375	1774,222	1678,049	1693,58	0,63810593
20	1784,2	1689,08	1702,746	0,65166625
20,625	1786,165	1690,182	1703,702	0,65380685
21,25	1786,923	1693,367	1702,636	0,68560442
21,875	1786,839	1694,339	1702,447	0,69429526
22,5	1787,609	1698,135	1701,548	0,73197153
23,125	1787,917	1696,186	1700,532	0,7249456
23,75	1787,507	1697,415	1699,687	0,7418086
24,375	1787,464	1697,019	1697,734	0,75498402
25	1787,207	1696,338	1695,549	0,76760763
25,625	1787,953	1695,579	1698,89	0,73372316
26,25	1787,725	1692,187	1695,844	0,73187047
26,875	1787,943	1691,053	1696,087	0,72146162
27,5	1787,334	1691,952	1695,208	0,73502218
28,125	1786,905	1692,05	1695,568	0,73277589
28,75	1787,3	1693,253	1698,583	0,71787125
29,375	1788,109	1694,102	1695,878	0,74662303
30	1789,241	1696,039	1695,894	0,76218393
30,625	1784,464	1694,51	1689,538	0,80306252
31,25	1783,673	1694,426	1692,008	0,78161804
31,875	1785,171	1694,051	1692,589	0,77321007
32,5	1785,624	1694,416	1690,311	0,79525034
33,125	1785,67	1694,063	1690,127	0,79369724
33,75	1784,294	1692,933	1687,975	0,80229813
34,375	1784,675	1691,005	1688,789	0,77900337
35	1784,957	1690,858	1688,079	0,7834744
35,625	1782,281	1688,846	1687,738	0,77002433
36,25	1780,337	1687,968	1687,058	0,76849721
36,875	1780,392	1687,869	1687,213	0,76639559
37,5	1780,668	1685,99	1686,208	0,75924777
38,125	1779,174	1684,705	1683,14	0,77360694
38,75	1777,201	1681,939	1680,655	0,77125723
39,375	1776,622	1682,848	1680,08	0,78346303
40	1784,881	1689,66	1688,409	0,77099791
40,625	1785,964	1690,676	1689,455	0,77075129
41,25	1786,716	1690,99	1688,809	0,77833846
41,875	1787,324	1691,413	1689,012	0,78005059
42,5	1788,439	1692,541	1689,469	0,7853779
43,125	1788,38	1691,906	1690,419	0,77272966

43,75	1788,312	1689,81	1692,277	0,74194062
44,375	1787,614	1687,042	1693,318	0,71351128
45	1787,034	1683,788	1695,111	0,67754105
45,625	1786,072	1683,264	1692,773	0,69061298

Es importante señalar que, para el ejemplo se omiten los primeros cinco (5) datos, los cuales corresponden a los primeros 2,5 mm, debido a que estos no corresponden a la roca como tal sino a la manga de caucho, Similarmente, al final de los datos se omite la parte correspondiente al otro cabezote,

Después de estimar los valores numéricos en Excel, se puede pasar a generar el perfil de manera gráfica por medio de la misma herramienta.