

Estudio Experimental De Un Proceso De Inyección Cíclica De Solvente Líquido En Un
Yacimiento De Crudo Pesado Mediante Pruebas De Laboratorio Apoyadas Con Tomografía
Computarizada Y Resonancia Magnética Nuclear

María Isabel Sandoval Martínez

Trabajo De Grado Presentado Como Requisito Para Optar Al Título De Magister En Ingeniería
De Hidrocarburos

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro

Magister En Ingeniería De Hidrocarburos

Co-Director

Daniel Ricardo Molina Velasco

Doctor En Química

Universidad Industrial De Santander
Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela De Ingeniería De Petróleos
Maestría En Ingeniería De Hidrocarburos
Bucaramanga

2018

Dedicatoria

A Dios por darme la vida, bendecirme cada día, ser mi guía en cada uno de mis pasos.

A mi mamá Gladys Martínez Oviedo, por ser esa mujer luchadora capaz de dar mucho de sí misma, sin pedir nada a cambio, quien es y será mi foco de inspiración en cada una de las travesías que emprenda.

A mis hermanos por brindarme apoyo constante en mi formación personal y profesional

A mis compañeros de maestría por los grandes momentos y por hacer más fácil este trayecto

A mis amigos, compañeros y demás personas, que con pequeñas acciones contribuyeron al desarrollo exitoso de este proyecto

Agradecimientos

Al director del proyecto, el Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro por ser una guía constante durante el desarrollo de esta investigación.

Al doctor Daniel Ricardo Molina Velasco por su constante colaboración, orientación durante el desarrollo de esta investigación

Al grupo de investigación Recobro Mejorado de la universidad industrial de Santander por permitirme crecer como persona y como profesional, siendo motor de conocimiento en cada uno de los proyectos emprendidos

A la Universidad de Calgary, especialmente al profesor Apóstolos Kantzas y Jonathan Bryan por la por su colaboración y por aportar con su experiencia a este proyecto.

Tabla de contenido

Introducción 19

1.Inyección de solventes 21

1.1.Solventes 21

1.2.Mecanismos de recuperación..... 23

1.2.1.Reducción de la viscosidad..... 23

1.2.2.Reducción de la tensión interfacial..... 24

1.3.Mecanismos de transferencia de masa 25

1.3.1.Dispersión hidrodinámica..... 25

1.3.3.Difusión efectiva..... 27

1.3.4.Dispersión mecánica (convección)..... 28

1.4.Inyección cíclica de solventes..... 29

1.4.1.Etapas de la inyección cíclica de solventes..... 30

1.5.Inyección cíclica de solventes en laboratorio 31

1.5.1.Inyección cíclica de solventes gaseosos..... 31

1.5.2.Inyección cíclica de solventes líquido..... 34

1.5.3.Factores operacionales de la inyección cíclica del solvente en laboratorio..... 36

1.6.Problemas asociados al proceso de inyección de solventes 40

1.6.1.Depositación de asfaltenos..... 40

1.6.2.Pérdida de solvente..... 41

2.Técnicas no intrusivas para caracterización dinámica y estática 43

2.1.Tomografía computarizada 43

INYECCIÓN CÍCLICA DE NAFTA CON NMR Y TC	7
2.1.1.Principio físico de funcionamiento.....	43
2.1.2.Caracterización estática y dinámica con TC.....	47
2.1.3.Proceso para visualización.....	48
2.2.Resonancia magnética nuclear RMN.....	50
2.2.1.La secuencia de Carr-Purcell Meiboom Gill(CPMG).	53
2.2.2.Procesamiento de la señal.	56
3.Propiedades fisicoquímicas de los fluidos	58
3.1. Propiedades del crudo	59
3.2.Propiedades de la nafta	61
3.3.Propiedades mezcla crudo-solvente	63
3.4.Coeficiente de difusión entre crudo-solvente	68
3.5.Curva de calibración con RMN	76
4.Sección experimental realizada en la Universidad de Calgary	81
4.1.Montaje experimental	81
4.2.Procedimiento	84
4.3.Definición parámetros de diseño	86
4.3.1.Tasa de inyección.....	87
4.3.2.Tiempo de remojo.....	89
4.4.Desarrollo del protocolo experimental.....	93
4.5.Análisis de resultados experimento universidad de Calgary	94
4.5.1.Análisis convencional	95
4.5.2.Análisis con imágenes CT y mapas de densidad aparente.....	99

INYECCIÓN CÍCLICA DE NAFTA CON NMR Y TC	8
4.5.3.Análisis cuantitativo con los resultados obtenidos de TC.	106
4.5.4.Perfil de porosidad.	107
4.5.5.Perfiles de densidad.	109
4.5.6.Perfil de saturación.	112
5.Sección experimental-Universidad Industrial de Santander	115
5.1.Montaje experimental	115
5.2.Procedimiento	119
5.3.Desarrollo de protocolo experimental.....	120
5.4.Análisis de resultados Universidad Industrial de Santander.....	121
5.4.1.Análisis convencional mediante balance de materia.	122
5.4.2.Análisis con imágenes CT y mapas de densidad aparente.....	125
5.4.3.Análisis cuantitativo con los resultados obtenidos de CT.	130
5.4.4.Distribución de porosidad.....	132
5.4.5.Perfil de densidades	133
5.4.6.Perfil de saturaciones	137
6.Comparación de resultados de experimentos y análisis final	139
7.Recomendaciones	142
8.Conclusiones	143
Referencias bibliográficas.....	145
Apéndice	149

Lista de figuras

Figura 1. Cambio de viscosidad por el contenido de asfaltenos. 24

Figura 2. Mecanismo de difusión molecular..... 27

Figura 3. Esquema de un proceso de inyección cíclica de solventes..... 30

Figura 4. Esquema experimental típico de un proceso de inyección cíclica de gas. 33

Figura 5. Esquema experimental típico de un proceso de inyección cíclica de solventes líquidos.
..... 35

Figura 6. Efecto de la presión de inyección sobre un proceso ICS..... 38

Figura 7. Factor de recobro vs solvente. 39

Figura 8. Influencia de la mojabilidad sobre el factor de recobro. 42

Figura 9. Representación del proceso realizado a una roca con tomografía computarizada.
..... **¡Error! Marcador no definido.**

Figura 10. Discretización mayor y menor..... 44

Figura 11. Escaneo de los materiales estándares 46

Figura 12. Curva de calibración densidad aparente vs número CT 47

Figura 13. Reconstrucción 3D con el software image J..... 49

Figura 14. Interfaz del software image J..... 50

Figura 15. Comportamiento del momento magnético. 51

Figura 16. Comportamiento de la vector magnetización cuando se induce un pulso de
radiofrecuencia de 90°. 52

Figura 17. La secuencia de Carr-Purcell Meiboom Gill(CPMG)..... 54

INYECCIÓN CÍCLICA DE NAFTA CON NMR Y TC	10
Figura 18. Envoltente de las amplitudes de los eco-espín.	55
Figura 19. Inversión matemática para procesamiento de la señal.	56
Figura 20. Viscosidad del crudo vs temperatura.	59
Figura 21. Densímetro Anton Parr DMA 4100 ubicado en los laboratorio de PERM.inc	60
Figura 22. Comportamiento de la densidad del crudo con respecto a la temperatura	60
Figura 23. Viscosímetro Brookfield modelo LVDV-III Ultra ubicado en los laboratorios PERM. Inc.	61
Figura 24. Densidad de la nafta a diferentes temperaturas	62
Figura 25. Envoltente de fase- nafta pura	63
Figura 26. Muestras de las diferentes mezclas crudo-nafta.	64
Figura 27. Viscosidad de la mezcla a diferentes concentraciones de nafta a 30°C	65
Figura 28. Comparación viscosidad medida en laboratorio y obtenida desde el modelo Bryan (2010).	66
Figura 29. Espectro de NMR para un crudo pesado y nafta	69
Figura 30. Tiempo de relajación crítico mezcla 16% nafta	70
Figura 31. Equipo de RMN Minispec Bruker BioSpin serie mq 7,5	71
Figura 32. Cambio de los espectros RMN como la nafta se difunde en el crudo pesado.	72
Figura 33. Coeficiente de difusión de la nafta en un crudo pesado- 16% nafta	73
Figura 34. Coeficientes de difusión para diferentes cantidades de nafta.	74
Figura 35. Comportamiento de la concentración en el tiempo 30% nafta.	75
Figura 36. Comportamiento de la concentración en el tiempo 50% nafta.	75
Figura 37. Espectros resultantes para las diferentes mezclas crudo-solventes	77

Figura 38. Tiempo de relajación promedio vs concentración de solvente- primer experimento. 78

Figura 39. Índice relativo de hidrogeno vs concentración de solvente primer experimento 78

Figura 40. Índice relativo de hidrogeno vs concentración de solvente segundo experimento 79

Figura 41. Tiempo de relajación promedio vs concentración de solvente- segundo experimento
..... 79

Figura 42. Montaje experimental proceso de inyección de solvente 81

Figura 43. Portanúcleos de aluminio. 82

Figura 44. Adecuaciones térmicas antes del proceso de inyección de crudo pesado 83

Figura 45. Sistema de inyección de crudo pesado 83

Figura 46. Sistema durante el proceso de depleción e inyección cíclica de nafta 84

Figura 47. Comportamiento del proceso de inyección cíclico de nafta en laboratorio..... 86

Figura 48. Diagrama de flujo: procedimiento para la determinación del tiempo de remojo ideal
para ICS 88

Figura 49. Comportamiento del perfil de concentraciones para diferentes tasas de inyección de
nafta..... 89

Figura 50. Comportamiento viscosidad en la zona de mezcla a diferentes tasa de inyección..... 89

Figura 51. Diagrama de flujo: procedimiento para la determinación del tiempo de remojo ideal
para un proceso de inyección de solventes 91

Figura 52. Mapa de concentraciones respecto a la posición y tiempo..... 92

Figura 53. Perfil de viscosidades en la zona de mezcla durante el tiempo de remojo..... 92

Figura 54. Comportamiento de la viscosidad promedio en la zona de mezcla para diferentes
tiempos de remojo..... 93

INYECCIÓN CÍCLICA DE NAFTA CON NMR Y TC	12
Figura 67. Factor de recobro por cada ciclo	96
Figura 68. Comportamiento de la viscosidad de la mezcla producida.	97
Figura 69. Producción acumulada de metano	98
Figura 70. Mapa de densidad muestra seca dentro del portanúcleos	100
Figura 71. Mapa de densidad muestra saturada 100% con salmuera	101
Figura 72. Mapa de densidad muestra saturada con aceite	102
Figura 73. Mapa de densidad muestra después de la inyección de metano y proceso de depleción	103
Figura 74. Mapa de densidad muestra después de la inyección de nafta.....	104
Figura 75. Mapa de densidad muestra después del tiempo de remojo.....	105
Figura 76. Comparación primeros slices mapas de densidades diferentes etapa del experimento	106
Figura 77. Distribución de porosidad al aire.....	108
Figura 78. Distribución de porosidad al agua	108
Figura 79. Perfiles de densidad aparente del sistema para las diferentes etapas	110
Figura 80. Perfiles de densidad para el primer ciclo de inyección de nafta.....	111
Figura 81. Perfiles de densidad para los ciclos segundo y tercero.....	112
Figura 82. Perfil de saturación de aceite- restauración de saturación.....	113
Figura 83. Distribución de saturación de aceite remanente	114
Figura 84. Portanúcleos de titanio-segundo experimento.....	116
Figura 85 Sistema durante el proceso de inyección cíclica de nafta.....	117
Figura 86. Estructura sistema durante la etapa de producción.....	118

INYECCIÓN CÍCLICA DE NAFTA CON NMR Y TC	13
Figura 87. Sistema de producción y control de presión- segundo experimento	118
Figura 98. Factor de recobro por ciclo segundo experimento	123
Figura 99. Factor de recobro acumulado segundo experimento	124
Figura 100. Producción de gas metano por ciclo segundo experimento.....	125
Figura 101. Medio poroso seco segundo experimento	127
Figura 102. Medio poroso saturado 100% con salmuera- segundo experimento	128
Figura 103. Medio poroso saturado con aceite	129
Figura 104. Medio poroso después de la depleción con metano	130
Figura 105. Diferencia de numero CT entre muestra seca dentro y fuera de portanúcleos	131
Figura 106. Distribución de porosidades al aire	132
Figura 107. Distribución de porosidades al agua.....	133
Figura 108. Perfil densidades medio poroso en las diferentes etapas	134
Figura 109. Comportamiento de densidad aparente durante primer ciclo segundo experimento	136
Figura 110. Perfil de densidades después de la etapa de inyección tercer y primer ciclo-segundo experimento.....	136
Figura 111. Perfil saturación medio poroso en las diferentes etapas	137
Figura 112. Distribución de saturación de aceite remanente	138

Lista de tablas

Tabla 1. Resumen trabajos relacionados con el proceso de inyección cíclica de solventes gaseosos 33

Tabla 2. Resultados proceso CSI liquido 36

Tabla 3. Valor de densidad de crudo a diferentes temperaturas 61

Tabla 4. Densidad de la nafta a diferentes temperaturas 62

Tabla 5. Relación másica crudo-nafta..... 64

Tabla 6. Viscosidad para diferentes relaciones masa crudo-masa nafta 65

Tabla 7. Valores para determinar las constantes del modelo Bryan de viscosidad 66

Tabla 8. Densidad de crudo y mezclas solvente-crudas a diferentes temperaturas 67

Tabla 9. Parámetros de RMN para determinar el coeficiente de difusión molecular 69

Tabla 10. Tiempo de relajación para mezclas con diferentes concentraciones de nafta..... 70

Tabla 11. Cambio de concentración y coeficiente de difusión en tiempo para una mezcla 16% nafta/crudo 73

Tabla 12. Parámetros de adquisición espectrómetro PERM. Inc..... 76

Tabla 13. Valores del índice relativo de hidrogeno y tiempo de relajación promedio 77

Tabla 14. Valores de la pendiente e intercepte para la ecuación lineal 80

Tabla 15. Parámetros para realizar cada escaneo en TC..... 86

Tabla 23. Resumen resultados del proceso de inyección de metano y nafta 94

Tabla 24 Comparación de la porosidad promedio al aire 108

INYECCIÓN CÍCLICA DE NAFTA CON NMR Y TC	15
Tabla 25. Comparación de la porosidad promedio al agua.....	109
Tabla 26. Comparación saturación de aceite TC y balance de masa	114
Tabla 27.Parámetros de escaneo CT.....	120
Tabla 33. Condiciones y resultados de un proceso de inyección cíclica de solventes.....	121
Tabla 34.Comparación densidad aparentes del medio poroso seco.....	132
Tabla 35. Comparación porosidad al aire a diferente temperaturas.....	133
Tabla 36. Comparación de saturación de promedio de aceite- segundo experimento.....	138
Tabla 37. Comparación de resultados de los experimentos.....	139

Lista de apéndices

Apéndice A. Desarrollo del protocolo experimental universidad de Calgary 149

Apéndice B. Desarrollo del protocolo experimental Universidad Industrial de Santander 162

Apéndice C. Metodología para el desarrollo de un proceso de inyección cíclica de solventes líquidos con TC Y RMN..... 171

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO EXPERIMENTAL DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE SOLVENTE LÍQUIDO EN UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO APOYADO CON TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA Y RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR¹.

AUTOR: MARÍA ISABEL SANDOVAL MARTÍNEZ**

PALABRAS CLAVES: FACTOR DE RECOBRO, INYECCIÓN CÍCLICA DE SOLVENTES LÍQUIDOS, TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA, RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR, MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE MASA

DESCRIPCIÓN

Esta investigación presenta el desarrollo de una metodología completa para el estudio de un proceso de inyección cíclica de solventes (ICS), usando diluyentes líquidos en medios porosos con crudo pesado, mediante desplazamientos apoyados con tomografía computarizada (TC) y resonancia magnética nuclear (RMN). La metodología propuesta se realizó primero en un tomógrafo de tercera generación en la Universidad de Calgary, con el objetivo de aprovechar la experiencia que tienen sus profesionales en el uso de las dos técnicas no intrusivas, aportando con esto al crecimiento de la curva de aprendizaje y después fue repetida en el equipo de quinta generación de la Universidad Industrial de Santander, con el fin de plantear un protocolo para las siguientes investigaciones de inyección cíclica de solventes. El trabajo inicio con el análisis de las interacciones entre el crudo colombiano y la nafta mediante la determinación de propiedades tales como: densidad, viscosidad de la mezcla y el coeficiente de difusión molecular. Después se definieron los parámetros de diseño para el desarrollo del proceso de ICS, apoyándose en el concepto del mecanismo de masa y en la información encontrada en la literatura, para definir el mejor tiempo de remojo y tasa de inyección. Posteriormente se desarrolló el proceso ICS, realizando cuatro ciclos de inyección con nafta con un tiempo de remojo entre 20- 24 horas. La muestra fue escaneada durante diferentes etapas para analizar los mapas de densidad aparente y el cambio en los perfiles de saturación de aceite. Los efluentes recuperados en cada fase de producción fueron analizados con RMN, para obtener la cantidad de solvente y crudo recuperado. Los resultados finales mostraron que el mayor factor de recobro se obtuvo en el primer ciclo y **tercer** ciclo. En el primero debido a la alta saturación de aceite en las vecindades de la zona de inyección y en el tercero estuvo relacionado con el solvente que se quedó atrapado en los ciclos previos.

¹ Trabajo de grado

Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-directores: PhD. Daniel Ricardo Molina Velasco

ABSTRACT

TITLE: EXPERIMENTAL STUDY OF CYCLIC LIQUID SOLVENT INJECTION INTO HEAVY OIL RESERVOIR THROUGH COMPUTED TOMOGRAPHY AND NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE.*

AUTHOR: MARÍA ISABEL SANDOVAL MARTÍNEZ**

KEYWORDS: RECOVERY FACTOR, CYCLIC LIQUID SOLVENT INJECTION, COMPUTED TOMOGRAPHY, NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE, MASS TRANSFER MECHANISMS

DESCRIPTION

This research presents the development of a complete methodology for the study of a cyclic solvent injection process (ICS), using liquid solvent in porous media with heavy crude oil, through displacements supported by computed tomography (CT) and nuclear magnetic resonance (NMR). The proposed methodology was first developed in a third generation CT scanner at the University of Calgary, with the aim of taking advantage of the experience of its professionals in the use of the two non-intrusive techniques and later it was repeated in the fifth generation CT scanner of the Universidad Industrial de Santander, in order to propose a protocol for the following investigations of cyclic liquid solvent injection. The work started with the analysis of the interactions between Colombian crude oil and naphtha by determining properties such as: density, viscosity of the mixture and the coefficient of molecular diffusion. Afterwards, the design parameters for the development of the ICS process were defined, based on the concept of the mass mechanism and on the information found in the literature, to define the best soaking time and injection rate. Subsequently the ICS process was developed, carrying out four cycles of injection with naphtha with a soaking time between 20-24 hours. The sample was scanned during different stages to analyze the bulk density maps and the change in the oil saturation profiles. The effluents recovered in each production phase were analyzed with NMR, to obtain the amount of solvent and crude recovered. The final results showed that the highest recovery factor was obtained in the first cycle and third cycle. In the first due to the high saturation of oil in the vicinity of the injection zone and in the third was related to the solvent that was trapped in the previous cycles.

* Bachelor thesis

Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-directores: PhD. Daniel Ricardo Molina Velasco

Introducción

Teniendo en cuenta el éxito del uso de solventes líquidos en el transporte de crudo pesado a través de tuberías y oleoductos en superficie, (Cubides & Peña, 2009) se decidió extender su aplicación en fondo de pozo para mejorar las condiciones de flujo vertical en tubería, disminuir las pérdidas por fricción en el sistema de producción (Patarroyo & Castañeda, 2014) y aligerar la carga eléctrica de las bombas del sistema de levantamiento artificial (García & Vargas, 2014). En los últimos años, especial interés ha sido enfocado en el uso de estos en etapas posteriores; es decir inyectar el solvente a nivel de formación en un esquema cíclico, para aumentar el factor de recobro en función de la disminución de la viscosidad y la tensión interfacial; que conllevan a mejorar la movilidad del crudo en las cercanías de la cara del pozo; no obstante, su posible aplicación en campo se ha visto postergada debido a la complejidad al representar este tipo procesos a nivel de laboratorio, que permitiría tener un claro entendimiento de los fenómenos físicos y mecanismos involucrados en el método, reduciendo por esto, su estudio a la simulación numérica de yacimientos

En esta investigación se presentan dos pruebas experimentales para estudiar un proceso de inyección cíclica de solventes en un medio poroso con crudo colombiano, usando nafta como diluyente líquido, mediante desplazamientos apoyados con tomografía computarizada y resonancia magnética nuclear (RMN). La RMN se empleó para: caracterizar la interacción nafta-crudo mediante el análisis del coeficiente de difusión molecular y llevar a cabo la evaluación del factor de recobro y la estimación de saturaciones por balance de materia, a través de la cuantificación del aceite producido por el efecto de solvente y la determinación de la cantidad de

agua presente en el crudo durante el proceso de restauración de la muestra. Por otro lado, la tomografía computarizada permitió realizar un análisis cuantitativo del cambio de la densidad aparente y la distribución de saturaciones de aceite a lo largo del medio poroso después de cada ciclo de inyección de nafta.

Finalmente, con el desarrollo de la presente investigación se obtiene como producto un protocolo para realizar un proceso ICS usando cualquier solvente líquido a nivel de laboratorio, que podrá ser usado en futuras investigaciones, contribuyendo de esta forma a la continuidad de la ruta de caracterización e implementación de dicha tecnología en un campo de crudo pesado.

1. Inyección de solventes

Los solventes son usados para mejorar la eficiencia microscópica de desplazamiento en la recuperación de aceite, debido a la capacidad que tienen de difundirse en el crudo, disminuyendo su viscosidad y la tensión interfacial. Su aplicación en medio poroso con crudo liviano o intermedio puede ser a través de inyección continua o alternada con agua (WAG), de forma miscible o inmisible; mientras que en yacimientos con crudos pesados lo más común es el desarrollo de una inyección cíclica o mediante la co-inyección con vapor para mejorar la técnica.

El presente capítulo tiene como objetivo explicar las generalidades de la inyección de solventes con un mayor enfoque en la inyección cíclica de estos, ya que es el tema principal de la investigación. Inicialmente se muestran los tipos de solventes, los principales mecanismos recuperación y los mecanismos de interacción entre crudo y solvente. Después se explica de forma detallada el proceso de inyección cíclica de solventes (ICS) y su aplicación en laboratorio para diluyentes gaseosos y líquidos. Finalmente se exponen los parámetros operacionales considerados de mayor importancia en un proceso ICS, a partir de estudios de simulación numérica y pruebas de laboratorio y los problemas operacionales comunes durante su aplicación.

1.1. Solventes

Los solventes usados en la recuperación de crudos se clasifican en gaseosos y líquidos. Los solventes gaseosos más empleados en estos procesos son: el dióxido de carbono (CO_2), el cual es una gas no condensable que se produce principalmente por reacciones de combustión y el metano (CH_4), que es un gas hidrocarburo producto de la destilación.

Los solventes líquidos empleados en recobro mejorado son hidrocarburos provenientes de la destilación del crudo. Estos se pueden encontrar como componentes puros o compuestos. Dentro los solventes puros líquidos se encuentran los hidrocarburos tipo alcanos y aromáticos tales como: pentano, hexano, benceno y tolueno, los cuales son usados comúnmente para mejorar los procesos de inyección de vapor. La nafta, gasoil, keroseno y GLP (gas licuado del petróleo) son los solventes líquidos compuestos más aplicados, que generalmente están constituidos por hidrocarburos livianos e intermedios y se encuentran en fase líquida a presión atmosférica y temperatura ambiente. Estos se caracterizan por tener temperatura de ebullición entre 101 °C y 370 °C y valores altos de volatilidad a temperatura ambiente.

La composición de un solvente líquido compuesto se obtiene mediante el análisis PIONA, que proporciona la distribución composicional (porcentaje) de parafinas, isoparafinas, oleofinas, naftenos y aromáticos, a través de un cromatógrafo, siguiendo el protocolo establecido en la norma ASTM D6730 – 01.

El estudio de interacción de los solventes con crudo involucra la medición de propiedades físicas (densidad y viscosidad de la mezcla crudo-solvente a diferentes proporciones), el análisis de compatibilidad del solvente con el crudo, a través del estudio de precipitación de asfaltenos de forma estática y dinámica y la determinación de los coeficientes de difusión efectiva y dispersión mecánica.

Los solventes hidrocarburos con mayor capacidad para reducir la viscosidad, son aquellos de menor número de carbonos. Estos comúnmente tienen altos coeficientes de transferencia de masa, ya que el radio hidrodinámico de su moléculas es menor, por lo tanto tienen mayor facilidad de moverse en un sistema; sin embargo, los hidrocarburos tipo alcanos con esta características,

presentan incompatibilidad con los asfaltenos de un crudo, a diferencia de los hidrocarburos aromáticos que independientemente del número de carbonos, presentan gran afinidad con diferentes asfaltenos, por lo cual se evita su precipitación y depositación en el medio poroso y problemas de movilidad por daño a la formación.

1.2. Mecanismos de recuperación.

Los principales mecanismos de recuperación durante un proceso de inyección de solventes son; la reducción tanto de viscosidad, como de tensión interfacial (Ceron & Monjaras, 2012) , los cuales se presentan en la zona de mezcla que se forma por los diferentes mecanismos de transferencia de masa (dispersión mecánica y difusión efectiva), que serán explicados más adelante

1.2.1.Reducción de la viscosidad. La reducción de la viscosidad durante la inyección de solventes se presenta por dos procesos; el primero relacionado con el enriquecimiento del crudo con componentes más livianos por mecanismo de dilución (Gateau, Hénaut, Barré, & Argillier, 2004). El segundo proceso está ligado al fenómeno de depositación de asfaltenos, el cual es producto de la incompatibilidad entre el crudo y el solvente. Luo (2005) realizó un estudio donde observó el cambio de la viscosidad con el contenido de asfaltenos. Los resultados obtenidos se presentan en la Figura 1, analizando que con un ligero cambio en el contenido de asfaltenos se logra una gran disminución en la viscosidad debido a que el crudo pierde su parte más pesada y más polar (Luo & Gu, 2005).

Los alcanos son los solventes hidrocarburos que generan mayor reducción de la viscosidad, ya que con estos solventes está involucrado tanto el proceso de dilución y como el de depositación de asfaltenos; sin embargo, a pesar de las bajas viscosidades alcanzadas no se tiene buena movilidad

en el medio poroso, puesto que los asfaltenos atrapados reducen la permeabilidad y cambian la mojabilidad como se verá más adelante, en la sección 1.6.1

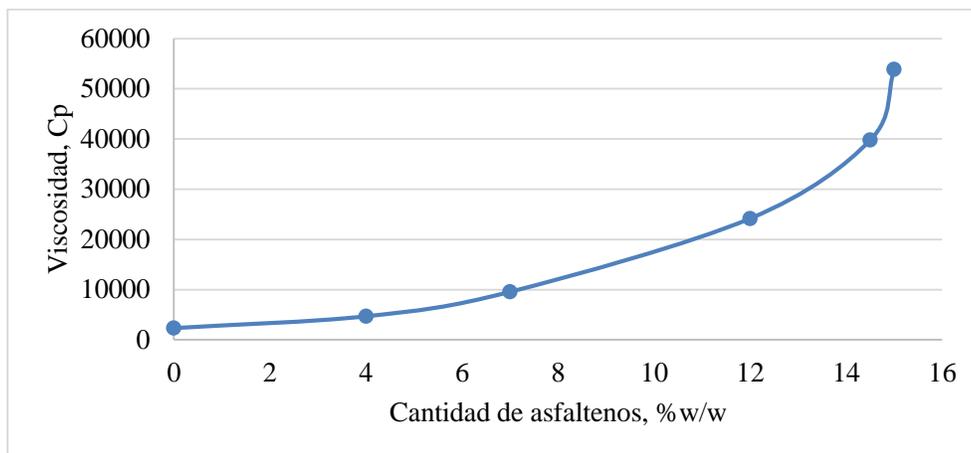


Figura 1. Cambio de viscosidad por el contenido de asfaltenos. Modificado de: Luo, P. & Gu, Y. 2005. Effects of Asphaltene Precipitation and Solvent Concentration on Heavy-Oil Viscosity. Proceedings: SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 13 November 2005, Calgary, Alberta, Canada, paper SPE 97778.

1.2.2. Reducción de la tensión interfacial. La tensión interfacial entre un crudo y un solvente disminuye cuando estos se mezclan total o parcialmente por los diferentes mecanismos de transferencia de masa, ya que como resultado de este proceso, las fuerzas entre las moléculas que se encuentran en la interfaz crudo-solvente son reducidas.

La disminución en la tensión interfacial depende principalmente de la solubilidad, que a su vez está relacionada con el tipo de solvente, presión y temperatura de operación. (Cao, 2014). Mayor solubilidad implica la creación de una zona de mezcla más extensa, por lo tanto mayor área de contacto interfacial y cantidad de aceite recuperado.

1.3.Mecanismos de transferencia de masa

Durante un proceso de inyección de solventes una de las variables más importante a tener en cuenta es el tamaño de la zona de mezcla formada entre el solvente inyectado y el petróleo desplazado, el cual depende principalmente de la dispersión hidrodinámica como mecanismo de transferencia de masa, que a su vez envuelve dos procesos; dispersión mecánica y difusión efectiva, los cuales se ven afectados por la viscosidad de los fluidos, las relaciones de viscosidad, la tasa de inyección, la densidad de fluidos, las características del medio poroso y los coeficiente de difusión de los fluidos. A continuación se explicará cada uno de estos procesos.

1.3.1.Dispersión hidrodinámica. La dispersión hidrodinámica fue un término propuesto por Scheidegger (1961). Este es el principal mecanismo por el cual se produce el fenómeno de dilución de un solvente en un crudo al moverse a través de un medio poroso(Green & Wilhite, 1998). Depende de la dispersión mecánica y difusión efectiva (Aris, 1956) (Bachmat & Bear , 1964), y se describe con la ecuación(Scheidegger, 1961).

$$\frac{dC}{dt} + u \frac{dC}{dx} = D_L \frac{dC^2}{dx^2} \quad \text{Ecuación 1}$$

Esta ecuación diferencial incluye el cambio de la concentración (C) en el tiempo (t) y la posición (x) con respecto a un coeficiente de dispersión hidrodinámica (D_L), que se puede calcular mediante la ecuación 2, tenido en cuenta el movimiento de los fluidos en el medio poroso al incluir la velocidad intersticial (u) .

$$D_L = D_{eff} + (1.75 u dp) \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

$$D_{eff} = \text{Coeficiente de difusión efectivo } \left(\frac{cm^2}{min} \right)$$

dp =Tamaño de grano del medio poroso (cm)

u = Velocidad intersticial $\left(\frac{cm}{min}\right)$. Ecuación 3

$$u = \frac{Q}{A \emptyset} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

Q =Tasa de inyección del solvente liquido $\left(\frac{cm^3}{min}\right)$

A = Área transversal del medio poroso $(cm^2)=\pi r^2$

\emptyset = Porosidad %

1.3.2.Difusión molecular. La difusión molecular se presenta por la diferencia de concentración por componente que existe entre el solvente y el crudo contactado. Consiste en un flujo aleatorio de componentes de una zona de alta concentración a una zona de baja concentración (figura 2). En el caso particular de un proceso de inyección de solventes, el movimiento de componentes hidrocarburos livianos e intermedios se da desde el solvente hasta el crudo pesado y se produce de manea relativamente rápida en las vecindades de la interfaz crudo-solvente. Inicialmente la interfaz entre los dos fluidos es bien definida, sin embargo con el paso del tiempo, esta comienza a extenderse generando una zona de mezcla con un perfil de concentración desde un fluido puro al otro. Este proceso es descrito por la segunda ley de Fick descrita en la ecuación 4, cuya solución matemática se presenta en la ecuación 5.(Taber, Martin & Seright, 1997).

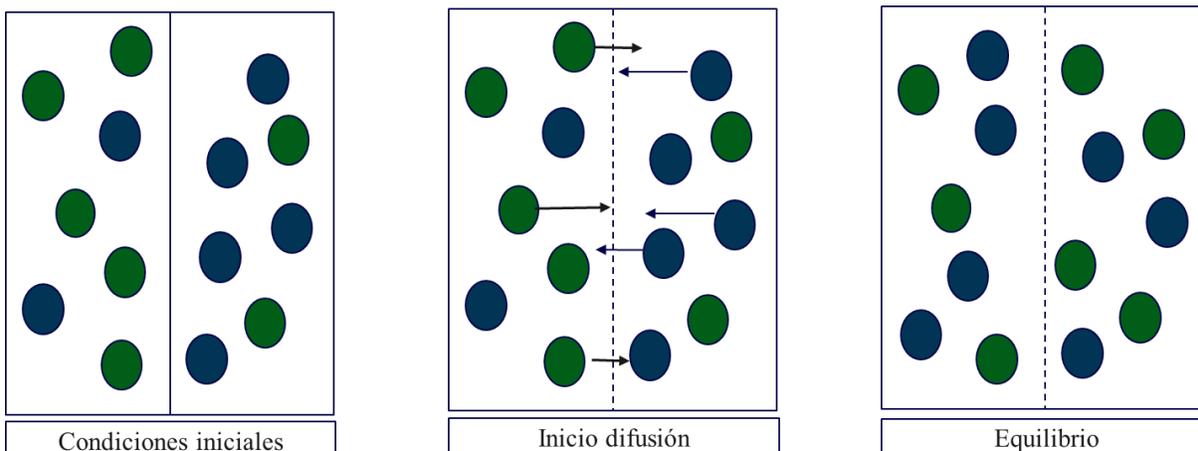


Figura 2. Mecanismo de difusión molecular. Adaptado de Perkins, T. K., & Johnston, O. C. (1963). A review of diffusion and dispersion in porous media. SPE Journal, 70-84.

$$\frac{dC}{dt} = D_o \frac{dC^2}{dx^2} \tag{Ecuación 4}$$

$$C = \frac{1}{2} \left[1 \pm \operatorname{erf}\left(\frac{x}{D_o t}\right) \right] \tag{Ecuación 5}$$

La difusión molecular se ve afectada por la temperatura, ya que esta aumenta la energía cinética de las moléculas. La relación de la difusión molecular y la temperatura en líquidos se puede obtener analizando la ecuación de Stokes-Einstein, como se presenta en la ecuación 6.

$$D_T = \frac{D_o T_0 \mu_0}{T \mu} \tag{Ecuación 6}$$

Donde (T_0) es la temperatura a la que se mide el coeficiente de difusión (D_o) y D_T es el coeficiente a la temperatura de operación (T) y (μ) y (μ_0) son los valores de viscosidad del solvente para las dos temperaturas.

1.3.3. Difusión efectiva. Proceso que describe el movimiento aleatorio de moléculas desde un punto de mayor concentración hasta un punto de menor concentración, teniendo en cuenta las propiedades de un medio poroso. Este proceso también está descrito por la ley de Fick, sin embargo

para este mecanismo el coeficiente de difusión efectiva tiene en cuenta algunas propiedades de la formación, causando que la transferencia de masa sea más lenta, ya que la tasa a la cual se mueven los componentes desde un fluido hasta el otro fluido disminuye por factores propios de cada medio poroso como: la porosidad (ϕ), tortuosidad y factor de cementación (F) y se puede analizar en la ecuación 7.

$$D_{eff} = \frac{D_o}{F \phi} \quad \text{Ecuación 7}$$

1.3.4. Dispersión mecánica (convección). Proceso físico que describe la transferencia de masa por el movimiento general del fluido en régimen laminar o turbulento, causado por el cambio a nivel microscópico de la velocidad real de las partículas en cada canal intergranular y de un canal a otro. Este se puede presentar de forma longitudinal y transversal dependiendo la dirección de flujo (Zhang, Hyndman, & Maini, 2000) y está relacionado directamente con la heterogeneidad, tamaño, forma del grano y velocidad intersticial del fluido en el medio poroso.

La mezcla por convección desempeña un papel importante en la aceleración del proceso de dilución, mejorando la dispersión hidrodinámica y ampliando el área de interfaz entre los dos fluidos (Perkins & Johnston, 1963) (Bear & Verruijt, 1987)

El mecanismo de convección se cuantifica a través del coeficiente de dispersión mecánica, el cual es descrito como un tensor de segundo orden que depende de las variaciones locales de la velocidad en el medio poroso (Perkins & Johnston, 1963) (Taylor, 1953). El coeficiente de dispersión mecánica ha sido frecuentemente correlacionado con la velocidad lineal y algunas propiedades características del medio poroso, por ejemplo el diámetro de partícula o longitud del

medio poroso. Raimondi (1959) propone la ecuación 8 para determinar el coeficiente de dispersión mecánica (E).

$$E = c u \sigma d_p \tag{Ecuación 8}$$

Donde c es una constante, σ es una medida de la heterogeneidad del empaque poroso, u velocidad intersticial y d_p el tamaño del grano del empaque. De acuerdo a algunos trabajos, el valor común de $c = 0.5$ y $\sigma = 3.5$ para un típico empaque de arena (Aris & Amudson, 1957) (Prausnitz, 1958)

1.4. Inyección cíclica de solventes

La inyección cíclica de solventes se define como un proceso no-térmico aplicados en yacimientos con rocas de alta conductividad térmica, fracturas, presencia de acuíferos o de espesor delgado que tienen canales altamente conductivos como warmholes (hoyos de gusano), producto de la producción primaria, donde los métodos térmicos no pueden ser aplicados debido a sus limitaciones económicas y térmicas (Brayan, Nickel, & From, 2016). La inyección cíclica de solventes (ICS) es análoga a la inyección cíclica de vapor (ICV), que de un ciclo de inyección, un periodo de remojo y un ciclo de producción (McMillen, 1985) como se ve en la

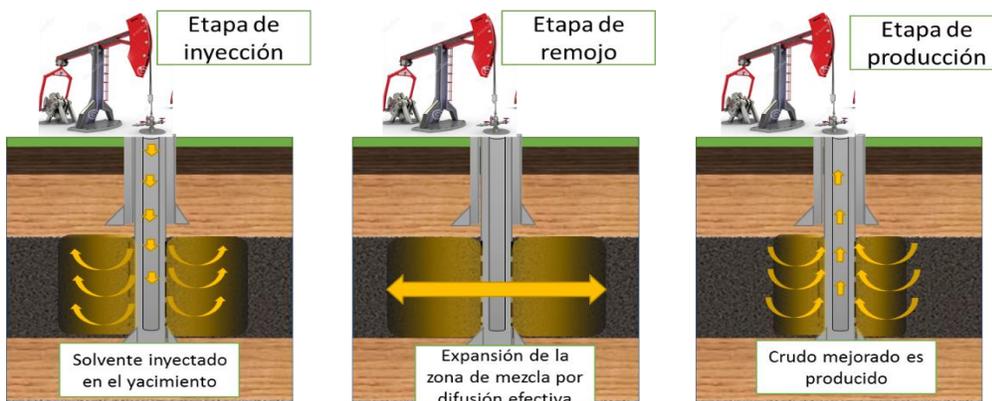


Figura 3 (Brayan, Nickel, & From, 2016).

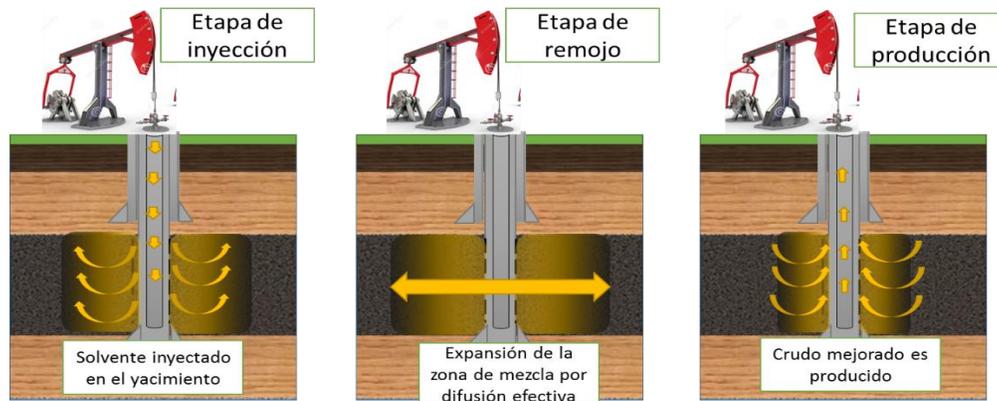


Figura 3. Esquema de un proceso de inyección cíclica de solventes. Adaptado de: Bryan, J., Nickel, E., & From, K. (2016). Cyclic solvent injection in heavy oil: mechanism of non-equilibrium mass transfer and recovery. IE-EOR 2016 , (págs. 1-8). Francia.

1.4.1. Etapas de la inyección cíclica de solventes

1.4.1.1. Etapa de inyección. Durante esta etapa el crudo y el solvente inyectado crean una zona de mezcla con un perfil de concentración de solvente decreciente por el efecto de la dispersión mecánica y difusión efectiva. Originalmente McMillen (1985) como creador de la técnica recomienda inyectar entre 5 y 25 barriles de solvente por pie de formación, sin embargo Chang (2013) indica que la inyección de solventes, principalmente gaseosos, se debe realizar hasta alcanzar una presión pre-definida a la máxima tasa de inyección.

1.4.1.2. Etapa de remojo. Este periodo consiste en cerrar el pozo después de finalizar la etapa de inyección del solvente. Durante esta etapa teóricamente ocurre una expansión de la zona de mezcla por el efecto de la difusión efectiva, logrando una disminución adicional de la viscosidad del crudo pesado. No obstante, el tiempo óptimo de remojo es un parámetro indefinido. Algunos autores como McMillen (1985) proponen que este debe estar en un rango entre 1 y 48 horas, destacando un tiempo de 24 horas como el más apropiado, puesto que tiempos prolongados provocarían aislamiento del solvente y destrucción de rutas de alta movilidad. Por otro lado,

autores como Qi & Polikar, (2005), proponen tiempos mayores de remojo para que se logre mayor difusión del solvente.

1.4.1.3. Etapa de producción. Usualmente en esta etapa se realiza una depleción controlada, desde la presión de la etapa de remojo hasta una presión base (29-79 psi) (Chang & Ivory, 2013). Otros autores recomiendan que la etapa de producción debe ser realizada hasta alcanzar un 12% del solvente en la mezcla producida (que se puede determinar con una curva de calibración de densidad) sin importar la tasa de producción, una vez alcanzada dicha fracción se debe dar inicio al siguiente ciclo («Method of solvent stimulation of heavy oil reservoirs», 1983)

El proceso ICS puede continuar si el porcentaje de recuperación es superior al 1% del OOIP durante el ciclo estudiado (Qazvani & Torabi, 2012)

1.5. Inyección cíclica de solventes en laboratorio

1.5.1. Inyección cíclica de solventes gaseosos. La inyección cíclica de solventes en laboratorio ha sido evaluada principalmente con diluyentes en estado gaseoso, donde se ha estudiado diferentes variables de diseño tales como: presión de inyección, tipo de solvente, tiempo de remojo, entre otros.

El esquema experimental para el estudio de unos procesos ICS con solventes gaseosos se presenta en la Figura 4. El protocolo experimental consiste en que una vez se realiza la restauración de las saturaciones iniciales del medio poroso, se inyecta el solvente gaseoso mientras todas las válvulas se encuentran cerradas, excepto la válvula de inyección, hasta alcanzar una presión pre-definida. Después, esta válvula se cierra y se monitorea la presión. En algunos experimentos se deja cerrado el sistema hasta alcanzar una presión de equilibrio asegurando que

todo el bache del solvente gaseoso se difunda. Otros experimentos dejan en contacto el crudo y solvente gaseoso un tiempo determinado, independientemente del comportamiento de la presión durante la etapa de remojo. Después de la etapa de remojo la válvula se abre la válvula y se genera una depleción controlada hasta alcanzar una presión base.

La tasa de depleción durante la etapa de producción ha sido un tema de extensa investigación en este tipo de procesos, ya que inicialmente se trabajaba con tasas de depleción bajas para evitar que el gas escapara rápidamente del crudo y esto causara un aumento de la viscosidad (Ivory 2010), sin embargo los trabajos más recientes muestran que altas tasas de depleción causan que el gas que escapa de la mezcla en el medio poroso no se fusione en burbujas de gas más grandes ni en una fase de gas de flujo continuo. En cambio, permanecen en forma de pequeñas burbujas arrastradas en el petróleo crudo, manteniendo la viscosidad efectiva del petróleo y alcanzando mayores factores de recobro finales. (Zeng, 2016), (Zhongwei, 2016)

Finalmente en cada ciclo, los efluentes recuperados son llevados a un separador, midiendo la cantidad de aceite y gas recuperado. Después de esta última etapa de producción, se inicia nuevamente el proceso con la inyección de solvente. En la tabla 1 se muestra el resumen de las condiciones de operación de algunos trabajos encontrados en la literatura. (Shi & Kantzas, 2008), (Ivory, Chang, Coates, & Forshner, 2013), (Benyamini, Mingzhe, Nader, & Brij, 2012), (Qazvani & Torabi, 2012)

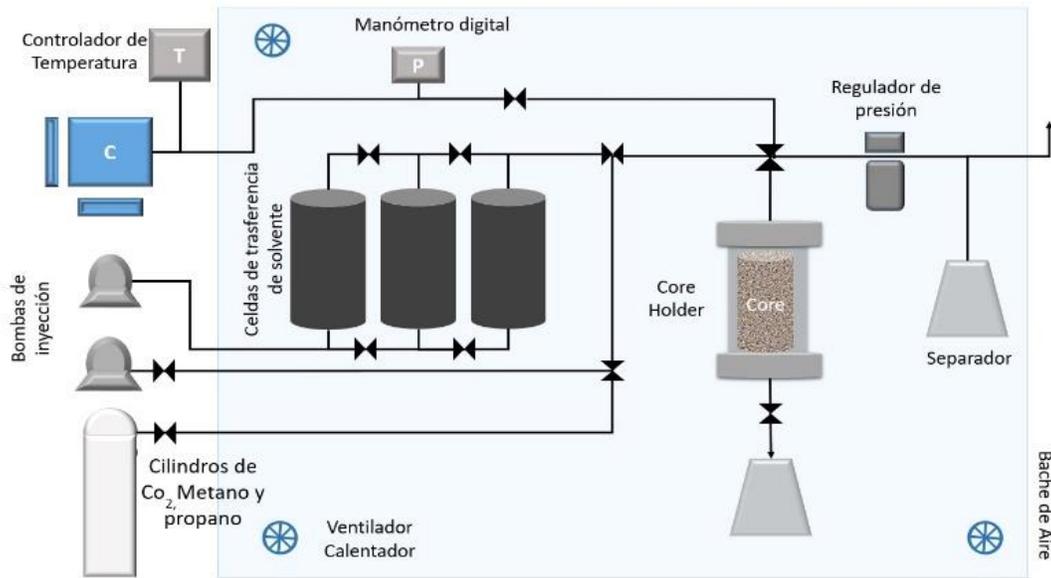


Figura 4. Esquema experimental típico de un proceso de inyección cíclica de gas. Adaptado de: Benyamini(2012). Enhanced cyclic solvent process (ECSP) for heavy oil and bitumen recovery in thin reservoirs. Energy and Fuels. Universidad de Calgary. 2012.

Tabla 1.

Resumen trabajos relacionados con el proceso de inyección cíclica de solventes gaseosos

Autor/ año	Gas	Presión inyección (psi)	Presión base de producción (psi)	Temperatura (°C)	Tiempo de remojo	Tasa de depleción (psi/min)	Factor de recobro final (%)
Shi (2008)	CO_2	703	29	25	Según la presión	0.33	4.8
Alireza(2013)	CO_2	250-1050	40	28	24	NA	45-70
	CH_4	250-1050	40	28	24	NA	35-50
Ivory (2013)	C_3H_8 CO_2	435.11	29	20	Según la presión	0.02	11.9-5.3
Qazvini(2012)	CO_2	250-1026	12	28	24	NA	45-70
Benjamy (2012)	CH_4	450	10	22	Según la presión	9.84	6
Du (2016)	C_3H_8 y CO_2	116	14.5	21	Según la presión	1.81	38-67

Jamaloei (2012)	CH ₄	357	5.5	22	Según la presión	1.37– 16.35	4.28
--------------------	-----------------	-----	-----	----	---------------------	----------------	------

1.5.2. Inyección cíclica de solventes líquido. La inyección de solventes, usando diluyentes líquidos, ha mostrado en laboratorio algunos problemas relacionados con la presión de inyección, ya que por su baja compresibilidad, con una mínima cantidad de solvente inyectado se presenta un gran aumento en la presión del sistema, que podría causar fractura en el medio poroso. En la literatura se encontró un protocolo para estudiar este procedimiento, evitando el problema mencionado con la presión y se muestra a continuación.

Durante el desarrollo de este estudio se utilizó nafta como solvente líquido en un yacimiento de la faja del Orinoco. La saturación con salmuera y crudo se realizó con el medio poroso ubicado de forma horizontal y la evaluación del proceso cíclico con el diluyente líquido se llevó a cabo con el portanúcleos en posición vertical para tomar en cuenta el efecto de la gravedad y simular la sección superior del área de drenaje de un pozo horizontal como se puede ver en el esquema en la *Figura 5*.

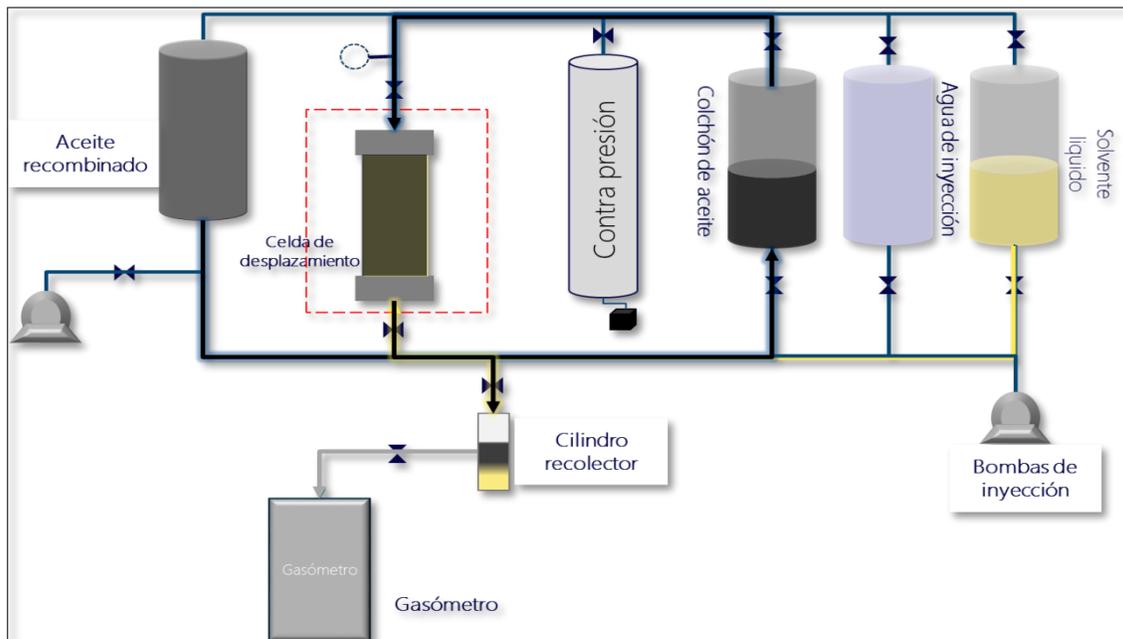


Figura 5. Esquema experimental típico de un proceso de inyección cíclica de solventes líquidos. Adaptado de: Quevedo, L. (2013). Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco. (Tesis de pregrado) Universidad Central de Venezuela Caracas, Caracas, Venezuela.

El solvente líquido fue inyectado en el fondo de la celda mientras las válvulas de los extremos estaban abiertas, es decir que a medida que el solvente fue inyectado en el fondo cierta cantidad de aceite fue producido en la parte superior del sistema. Después, las válvulas de los extremos fueron cerrados para reproducir el tiempo de remojo.

Posteriormente, dichas válvulas fueron abiertas y empezó la producción a presión constante con ayuda de un cilindro de contrapresión que contenía un volumen de crudo vivo igual al volumen del solvente inyectado. Este volumen de crudo vivo fue inyectado a una tasa constante en la parte superior de la celda para evitar la despresurización del sistema y producir el crudo y el solvente en el fondo de la celda. Para este protocolo fue importante monitorear la presión a la entrada y a la salida de la celda por medio de los manómetros *Bourdon* colocados aguas abajo y aguas arriba en

el montaje. Los efluentes fueron recolectados en viales de vidrio y el gas fue medido con un gasómetro conectado con una aguja al vial recolector del efluente. La determinación de la cantidad de solvente y crudo recuperado se realizó, usando una curva de calibración de gravedad API de la mezcla.

El procedimiento anteriormente explicado se repitió para reproducir cada ciclo hasta alcanzar una mínima producción de aceite. En la tabla 2 se muestran las condiciones de operación empleadas para este protocolo(Quevedo, 2013)

Tabla 2.

Resultados proceso CSI liquido

Autor/ año	Solvente	Presión de operación (psi)	Temperatura de operación (°C)	Tiempo de remojo (h)	Volumen solvente	Tasa de inyección (cm ³ /min)	Tasa de depleción
Quevedo(2013)	Nafta	350	49	24	30.2	0.5	n/a

Nota: Tomada de: Quevedo, L. (2013). Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco. (Tesis de pregrado) Universidad Central de Venezuela Caracas, Caracas, Venezuela.

Otros trabajos encontrados usan fluidos a condiciones supercríticas, los cuales se caracterizan por comportarse como un híbrido entre un gas y un líquido. Para poder representar el proceso de inyección cíclica con este tipo de fluidos, se sigue el mismo procedimiento explicado para la inyección cíclica de gas (Alireza, 2013) (Qazvini, 2012).

1.5.3. Factores operacionales de la inyección cíclica del solvente en laboratorio. El proceso ICS se ha estudiado principalmente en laboratorio y con simulación numérica. Estas

investigaciones han permitido establecer los parámetros operacionales más influyentes del proceso, y se muestran a continuación.

1.5.3.1. Tasa de inyección del solvente. La tasa de inyección es un parámetro que afecta directamente el proceso de dispersión hidrodinámica. Según algunos experimentos, con tasas altas de inyección el mecanismo predominante es la dispersión mecánica, el cual contribuye a la creación de amplias zonas de mezcla con altas concentraciones de solvente (Qi & Polikar, 2005). Por otro lado, si la tasa de inyección es baja, el mecanismo predominante es la difusión efectiva, proceso que como se explicó anteriormente se caracteriza por ser muy lento, ya que está relacionado con el movimiento de las moléculas en un medio poroso, por lo tanto la zona de mezcla creada es pequeña y con baja concentración de solvente (Almeida & Moreno, 2017). Según lo explicado previamente, la etapa de inyección durante un proceso ICS se debería hacer a altas tasas para promover mayor mezcla entre el crudo y solvente, monitoreando la presión a lo largo del sistema para evitar fracturas durante la etapa de inyección.

1.5.3.2. Presión de inyección. Este es un parámetro operacional que limita la tasa de inyección y afecta principalmente los procesos que usan solventes gaseosos, ya que se relaciona con la solubilidad del solvente en el crudo. La presión de inyección debe ser mayor a la presión de saturación del solvente, porque a estas condiciones se alcanza la solubilidad máxima (Quevedo, L.2013). Esto se puede corroborar en los trabajos realizados por Qazvini (2012) y Torabi (2016), donde se evidencia que a mayores presiones de inyección se logra mayor factor de recobro, porque se garantiza mayor solubilidad (Figura 6).

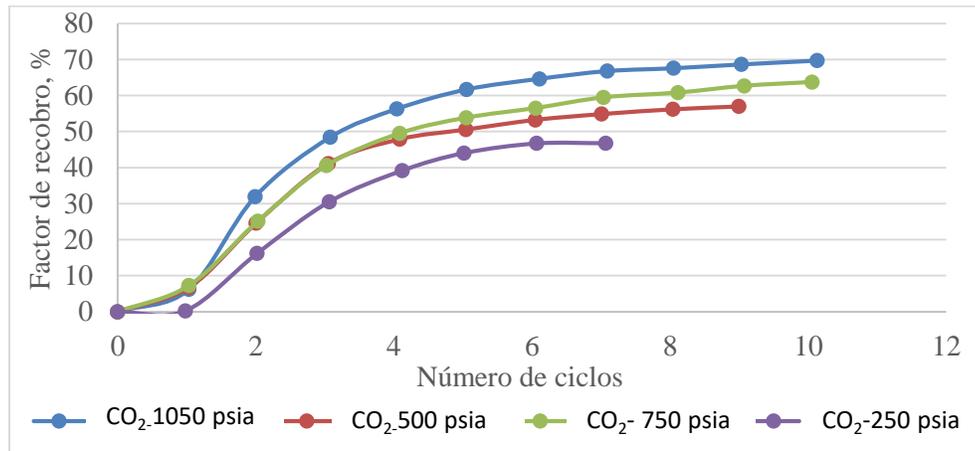


Figura 6. Efecto de la presión de inyección sobre un proceso ICS. Adaptado de Salama, D., & Kantzas, A. (2005). Experimental observations of miscible displacement of heavy oils with hydrocarbon solvents. SPE/PS-CIM/CHO International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, (págs. 23-28). Calgary, Canada.

1.5.3.2 Tipo de solvente. Al-Gosayir, Leung, Babadagli y Al-Bahlani (2009) mostraron que los solventes con menor número de carbonos, presentan mayores velocidades de difusión, por lo tanto, se puede obtener un mayor factor de recobro de su implementación. Sin embargo, en un estudio realizado por Mohammed (2014) se observó que se pueden obtener mayores factores de recobro a partir de un solvente con mayor número de carbonos (composición C11+) que cuando se emplea heptano o decano como solvente (Figura 7).

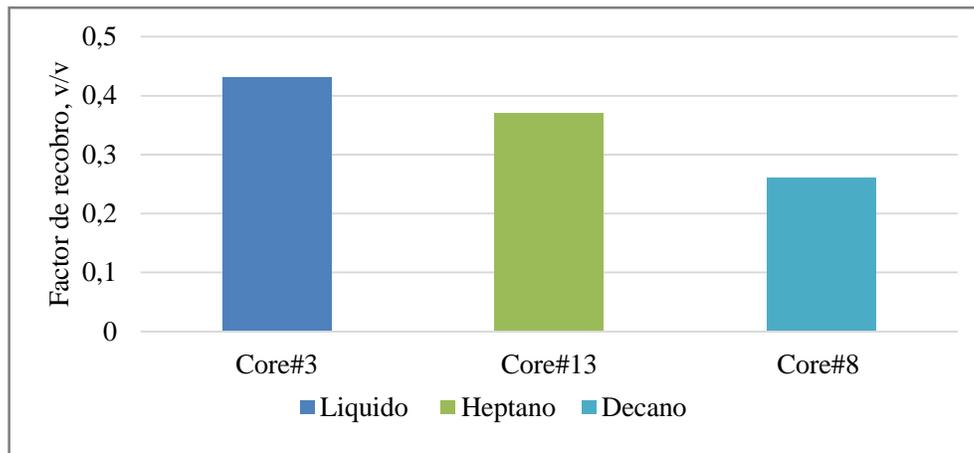


Figura 7. Factor de recobro vs solvente. Adaptado de: Mohammed,M.(2014).Solvent retrieval and wettability alteration during heavy-oil and bitumen recovery by SOS-FR (steam-over-solvent injection in fractured reservoirs) method (Tesis de maestria).Universidad de Alberta ,Alberta, Canada.

1.5.3.2Tiempo de remojo. Es el periodo de tiempo donde se expande la zona de mezcla después de la etapa de inyección. Estudios con simulación numérica han mostrado que si el tiempo es demasiado largo, la producción se retrasa y se presentan pérdidas de solventes en el medio poroso, sin embargo, si es demasiado corto, el solvente no disuelve completamente en el crudo, por lo tanto no hay suficiente reducción de la viscosidad del crudo y no se alcanzan altos factores de recobro (Qi & Polikar, 2005). Por tal motivo, se ha determinado que la aplicación del tiempo óptimo de remojo para procesos de inyección de solventes, resulta en la mayor producción acumulada de aceite que está relacionada con la reducción más efectiva de la viscosidad.

Otros estudios de simulación han obtenido que a mayores tiempos de remojo se alcanzan los mejores resultados para la producción acumulada y reducción de viscosidad, ya que el solvente se disuelve en su totalidad (Qazvini & Torabi, 2012). Por otro lado, Mohammed (2014) observó que en tiempos superiores a las 72 horas se genera depositación de asfaltenos, la cual hizo más difícil la recuperación del aceite, porque estos taponan los poros, afectando la permeabilidad absoluta y por lo tanto movilidad del crudo en el medio poroso. De esos estudios se puede analizar que la

estrategia más adecuada para seleccionar el tiempo de remojo es mediante la evaluación de la interacción entre el solvente y el crudo, con la evaluación de la viscosidad y densidad de la mezcla, la determinación del coeficiente de difusión efectiva y el estudio de la estabilidad de asfaltenos en un medio poroso.

Otro aspecto muy importante para la determinación del tiempo de remojo, es el perfil de concentración de solvente en la zona de mezcla creada durante la etapa de inyección, ya que si la gran mayoría de solvente se logra mezclar en esta etapa, el gradiente de concentración entre el solvente y el crudo será muy pequeño, por lo tanto la transferencia de masa por el efecto de la difusión efectiva durante el tiempo de remojo será menor al que si se tuviese el solvente puro en contacto con el aceite, consecuentemente la expansión de la zona de mezcla será mínima y podría tardar mucho tiempo.

1.6.Problemas asociados al proceso de inyección de solventes

1.6.1.Depositación de asfaltenos. La desestabilización de los asfaltenos durante un proceso de inyección de solventes se presenta principalmente en la zona de mezcla formada por los mecanismos de transferencia de masa, debido a que los solventes (especialmente alcanos) hacen que las resinas que mantienen en suspensión a los asfaltenos se vuelvan más afines con el crudo, causando que estas abandonen la micela resina-asfalteno y los asfaltenos por las fuerzas de atracción de van der Waals se unan formando floculos, una vez se atraviesa el onset de floculación, creando partículas más grande (Sandoval, Muñoz, & Molina, 2017) que por efecto de gravedad se precipitan (Salama & Kantzas, 2005) y se depositan en el medio poroso(Moreno, 2014).

La depositación de asfaltenos en el medio poroso depende principalmente de tres factores; el tamaño y cantidad de los asfaltenos precipitados, tamaño del poro y mineralogía de la roca. De

estos tres factores solo el tamaño y cantidad del asfaltenos precipitados son variables que son controladas, pues estos dependen de parámetros que afectan directamente al proceso de precipitación de asfaltenos tales como: temperatura, presión, tipo de solvente y composición de crudo (Mitchell & Speight, 1973). Este fenómeno envuelve dos procesos tales como: adsorción en la superficie de la roca y entrapamiento mecánico.

1.6.1.1. Adsorción. Cuando los asfaltenos se precipitan en un medio poroso, estos pueden adherirse a la superficie del medio poroso debido a la polaridad, afinidad u otra fuerza de atracción. A pesar que este proceso contribuye poco a la cantidad de asfaltenos depositados, juega un papel muy importante en cuanto al cambio de propiedades petrofísicas tales como: la mojabilidad y permeabilidades relativas. Este proceso culmina cuando hay una mínima energía libre en la interfaz roca-asfaltenos. (Levine, 1999) (Castellan, 1987)

1.6.1.2 Entrampamiento mecánico. El entrapamiento mecánico puede ser considerado como un efecto producido por la deposición dinámica de los asfáltenos sobre la roca, debido al flujo o arrastre de los mismos sobre el medio poroso. Las partículas de asfaaltenos precipitados son partículas finas que pueden formar agregados, los cuales crecen lo suficiente como para ser retenidos en las gargantas de los poros, ocasionando una disminución en la porosidad y en la permeabilidad absoluta (Barrios, Fonseca, & Gimenez, 2004)

1.6.2. Pérdida de solvente. Los procesos de inyección cíclica de solventes se han estudiado para yacimientos que utilizaron como método de producción CHOPS; este método causa la aparición de canales altamente conductivos como warmholes (hoyos de gusano), de los cuales se vale el solvente para penetrar a través de la formación que contiene crudo pesado y disolverse en

el petróleo. Sin embargo, los agujeros de gusanos forman una estructura compleja, de la cual actualmente no se puede trazar en un mapa con ninguna precisión, por lo que, el solvente puede perderse a través de estas estructuras y no contactar el hidrocarburo.

En algunos procesos, el solvente también puede quedar atrapado en el medio poroso, ya que al mezclarse con el crudo *in situ* no logra disminuir eficazmente la viscosidad, quedando una mezcla con baja movilidad que no puede ser producida, por esta razón algunos autores afirman que el efecto del solvente se podría ver en etapas tardías, cuando se inyecte solvente y se logre una reducción de viscosidad adicional, mejorando la movilidad de la mezcla en el medio poroso. Mohammed. (2014) observó que el factor de recuperación del solvente está relacionado con la mojabilidad del medio poroso, mostrando que hay más retención del solvente cuando el medio es mojado por aceite como se puede ver en la *Figura 8*.

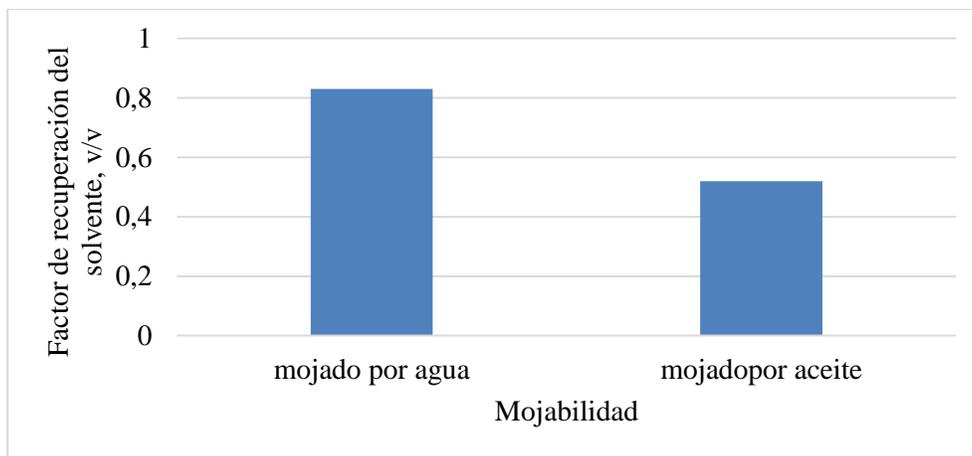


Figura 8. Influencia de la mojabilidad sobre el factor de recobro. Adaptado de: Mohammed, M. (2014). Solvent retrieval and wettability alteration during heavy-oil and bitumen recovery by SOS-FR (steam-over-solvent injection in fractured reservoirs) method (Tesis de maestría). Universidad de Alberta, Alberta, Canada.

2. Técnicas no intrusivas para caracterización dinámica y estática

2.1. Tomografía computarizada

La tomografía computarizada (TC) es una técnica de imágenes, no destructiva, que utiliza tecnología de rayos X y algoritmos de reconstrucción matemática para ver cortes transversales de un objeto. En la industria petrolera, la tecnología de escaneo TC se utiliza principalmente en dos áreas: la primera relacionada con la caracterización del flujo de fluidos mediante el estudio de la interacción entre fluidos, la evaluación de la distribución de saturación y el análisis de los cambios de densidad aparente en los núcleos durante el desarrollo de diferentes procesos (Wu & Kantzas, 2015), y la segunda ligada a la descripción del núcleo (Shi, 2012) (Ortiz, Plata, Herrera, & Nicolas, 2015), a través del estudio de la distribución de porosidades a lo largo del medio poroso (Whithjack & Akervoll, 1988) (Wellington & Vinegar, 1987).

2.1.1. Principio físico de funcionamiento. La tomografía computarizada (TC) es una técnica que consiste en obtener imágenes a partir de la reconstrucción de cortes del cuerpo en estudio, para apreciar su estructura interna sin afectar su integridad. La TC aprovecha la diferencia que existe en la atenuación producida por los diferentes materiales al ser expuesta a los rayo X, generando una serie de imágenes a partir de los coeficiente de atenuación.

El proceso consiste en cada muestra es dividida en *slices* de cierto espesor, cada uno de estos *slices* son discretizados en pequeñas unidades conocidos como pixeles, a los cuales se les asigna un valor único de atenuación. A continuación en la Figura 9 se explica el procedimiento que realiza el tomógrafo para la reconstrucción de la muestras

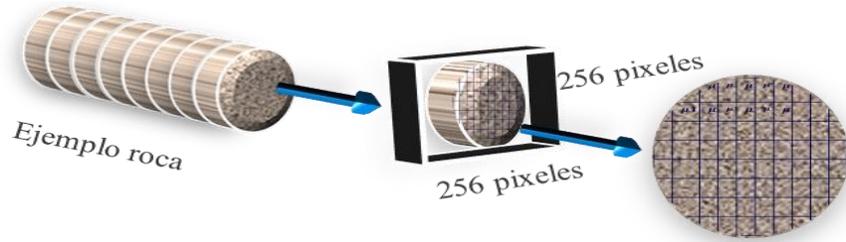


Figura 9. Representación del proceso realizado a una roca con tomografía computarizada. Adaptado de: Wellington & Vinegar (1987). X-Ray computerized tomography. Computerized tomography. Journal of petroleum technology. 23(6), pp 885.1987.

La calidad de las imágenes depende de la capacidad de resolución del tomógrafo, la cual está relacionada con el grado de discretización que se le realiza a las imágenes, por lo tanto entre menor son las dimensiones de los pixeles, es decir mayor resolución en el tomógrafo, se tiene mejor capacidad de mostrar detalladamente la estructuras internas del cuerpo estudiado. En las siguientes figuras se puede ver el corte de una muestra con mayor discretización (figura 9a) y el mismo con menor discretización (figura 9b).

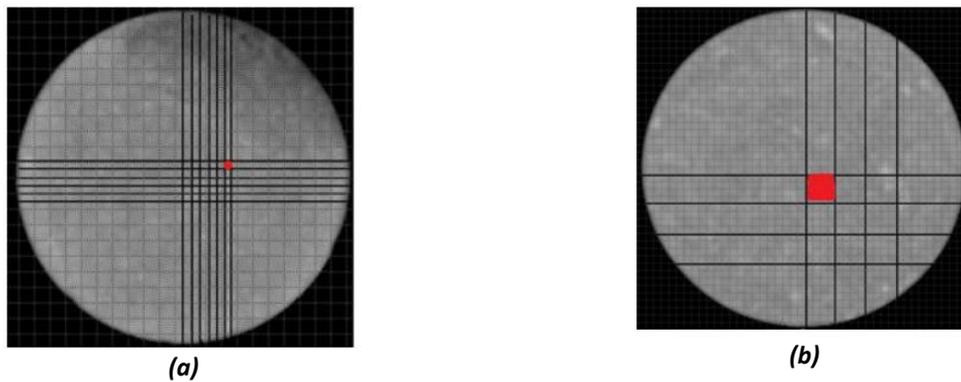


Figura 10. Discretización mayor y menor. Tomado de: Mendieta& Rincón (2017). Metodología para la estimación de la heterogeneidad en muestras de roca tipo tapón por medio de imágenes de tomografía computarizada de rayos CT. Universidad Industrial de Santander. Santander, Colombia.

La cantidad medible en tomografía computarizada es el coeficiente de atenuación lineal μ , que es definida por la ley de Beer como se puede ver en la siguiente ecuación 9. (Swinebart, 1962)

$$\frac{I}{I_0} = \text{Exp} \left(- \left(\frac{\mu}{\rho} \right) \rho x \right) = \exp(-\mu x) \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde I_0 es la intensidad del rayo-X incidente, I es la intensidad del rayo-X restante después de pasar a través de un material con un espesor conocido x , $\frac{\mu}{\rho}$ es el coeficiente de atenuación de masa, ρ es la densidad electrón.

El coeficiente de atenuación (μ) depende de la densidad electrón, el número atómico (Z), y la energía de los rayos aplicados (E) como se puede ver en la ecuación 10, donde α y β son valores constantes (Wellington & Vinegar, 1987); Sin embargo, si la energía aplicada (E) es superior a 100 kV, μ dependerá principalmente de la densidad electrón relacionada con la densidad aparente (ρ_b).

En la práctica, μ es convertido a una nueva escala basada en una unidad internacional estándar de Housefield llamado número CT que es definido por la ecuación 11, en esta escala el agua tiene valor de cero 0 y el aire de -1000 (Siddiqui & A. Khamees, 2004)

$$\mu = \rho \left(\alpha + \beta \frac{Z^{3.8}}{E^{3.2}} \right) \quad \text{Ecuación 10}$$

$$CT = \frac{\mu - \mu_w}{\mu_{air}} \quad \text{Ecuación 11}$$

Al analizar las ecuaciones (10) y (11) se puede concluir que existe una relación lineal entre el número CT y la densidad aparente como se demuestra en la ecuación 12.

$$\rho_b = aCT + b \quad \text{Ecuación 12}$$

Para obtener las constantes de la ecuación 12 (a y b) en proceso de caracterización dinámica y estática, es necesario escanear diferentes materiales con densidades conocidas. Estos materiales deben tener el mismo diámetro que el medio poroso empleado y se debe mantener un amplio rango de densidades aparentes, por esa razón comúnmente se escanean materiales como: agua, acetona, aluminio y núcleos con diferentes valores de densidad, como se ve en la Figura 11. Una vez son escaneados se obtiene un promedio de números CT, los cuales se relaciona de forma lineal con la densidad aparente mediante una curva de calibración, como se ve en la figura 12. Con esta curva de calibración es posible convertir cualquier valor de número CT a valores de densidad aparente.

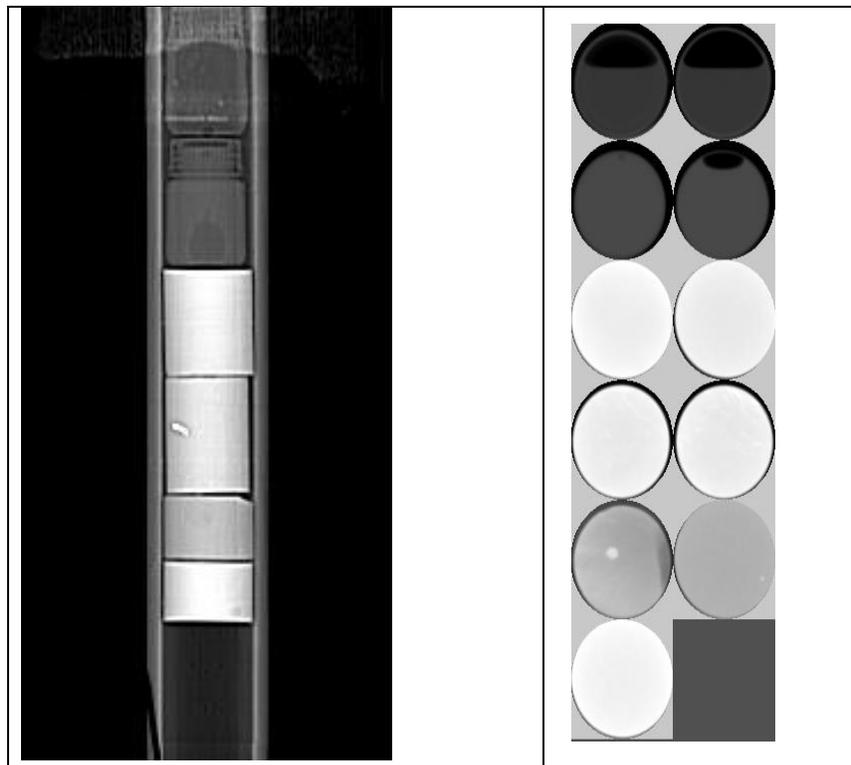


Figura 11. Escaneo de los materiales estándares

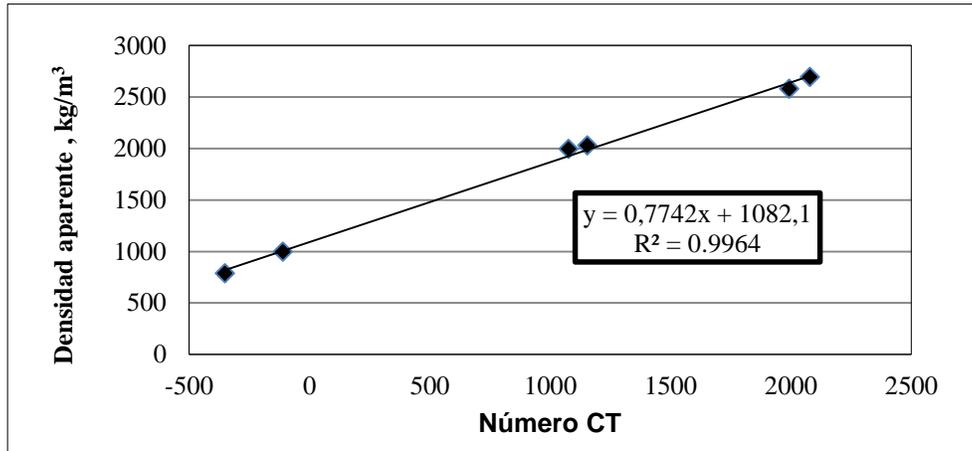


Figura 12. Curva de calibración densidad aparente vs número CT

2.1.2. Caracterización estática y dinámica con TC. La tomografía computarizada es usada para la caracterización estática y dinámica de un medio poroso en laboratorio. Estas caracterizaciones se realizan mediante el análisis de la distribución de porosidad al aire y agua, densidad aparente y saturaciones de aceite después de escanear cada etapa durante un proceso, mediante el análisis y desarrollo de las siguiente ecuaciones (13-16).

$$\rho_{b_{seco\ escan}} = (1 - \phi_{aire})\rho_{b_r} + \phi_{aire}\rho_{b_{aire}} \tag{Ecuación 13}$$

$\rho_{b_{seco\ escan}}$ es la densidad aparente del medio poroso saturado completamente por aire, la cual es obtenida al escanear la roca seca y depende de la porosidad al aire (ϕ_{aire}), la densidad aparente de grano (ρ_{b_r}) y el aire (ρ_{b_a}). La ecuación 13 es usada durante la caracterización estática de la roca para determinar las distribuciones de porosidades al aire del sistema.

$$\rho_{b_{salmuera\ escan}} = (1 - \phi_{agua})\rho_{b_r} + \phi_{agua}\rho_{b_{agua}} \tag{Ecuación 14}$$

La determinación de la porosidad al agua (ϕ_{agua}) se realiza con la ecuación 14, la cual depende de; la densidad aparente del medio poroso saturado completamente con salmuera ($\rho_{b_salmuera\ escan}$), la densidad de grano (ρ_{b_r}) y densidad del agua a las condiciones de saturación (ρ_{b_w})

$$\rho_{b_{aceite\ escan}} = (1 - \phi)\rho_{b_r} + \phi(\rho_{b_w}S_w + \rho_{b_o}S_o + \rho_{b_g}S_g) \quad \text{Ecuación 15}$$

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ecuación 16}$$

Para realizar la caracterización dinámica, mediante la determinación de la distribución de saturación de aceite ($\rho_{b_{aceite\ escan}}$) en el medio poroso, se trabajan con la ecuaciones 15 y 16, las cuales depende de: la densidad aparente de cada una de las fases que saturan el núcleo (agua, aceite y gas) (ρ_{b_w} , ρ_{b_o} y ρ_{b_g}), la ϕ_{agua} y la ρ_{b_r}

Para determinar la distribución de saturación de aceite remanente para un sistema con tres fases mediante esta metodología, el medio poroso debe alcanzar la saturación de agua irreducible durante la inyección de aceite pesado, con el objetivo de asegurar que este valor sea constante durante el desarrollo de las diferentes etapas de cualquier proceso

2.1.3. Proceso para visualización. Para la presente investigación se decide usar el software *image J*, para procesar los datos obtenidos una vez se han realizado cada uno de los escaneos. Dicho software permite hacer un análisis detallado de los valores de μ obtenidos y un análisis cuantitativo para obtener los valores de densidad del sistema, adicionalmente se puede realizar un

análisis cualitativo de las muestras gracias a la reconstrucción 3D (*Figura 13*) de las imágenes obtenidas con la TC.

Image J ofrece herramientas que proveen diferentes filtros espaciales, filtros de detección de bordes, filtros suavizantes, filtros de color entre otros. El software Permite la edición, análisis y procesamiento de diferentes tipos de imágenes, su interfaz se caracteriza por ser de fácil manejo y se muestra en la figura 14.

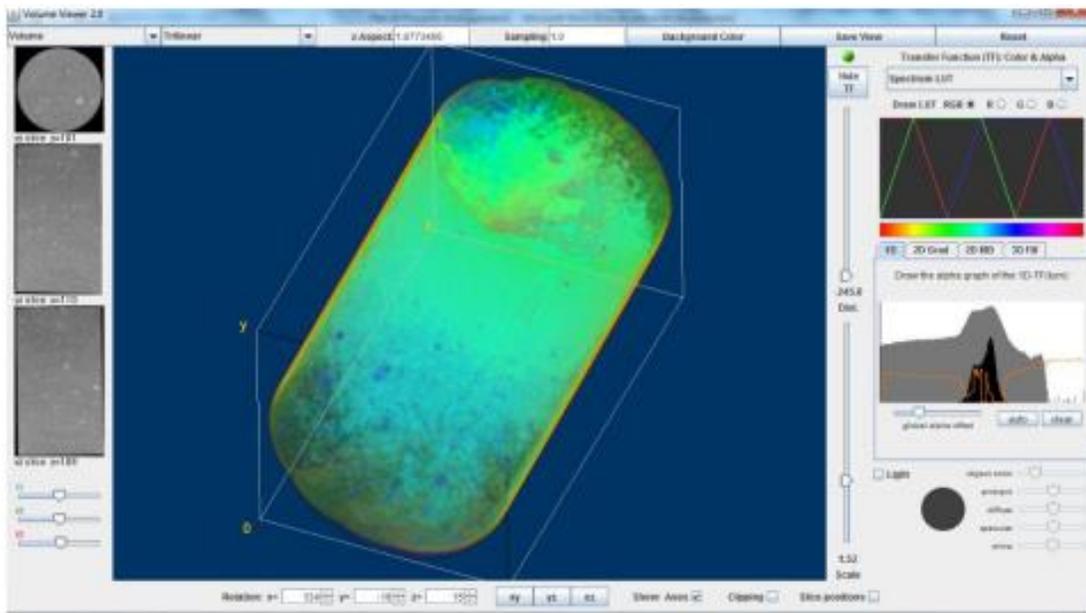


Figura 13. Reconstrucción 3D con el software image J. Tomado de: Mendieta& Rincón (2017). Metodología para la estimación de la heterogeneidad en muestras de roca tipo tapón por medio de imágenes de tomografía computarizada de rayos CT. Universidad Industrial de Santander. Santander, Colombia.

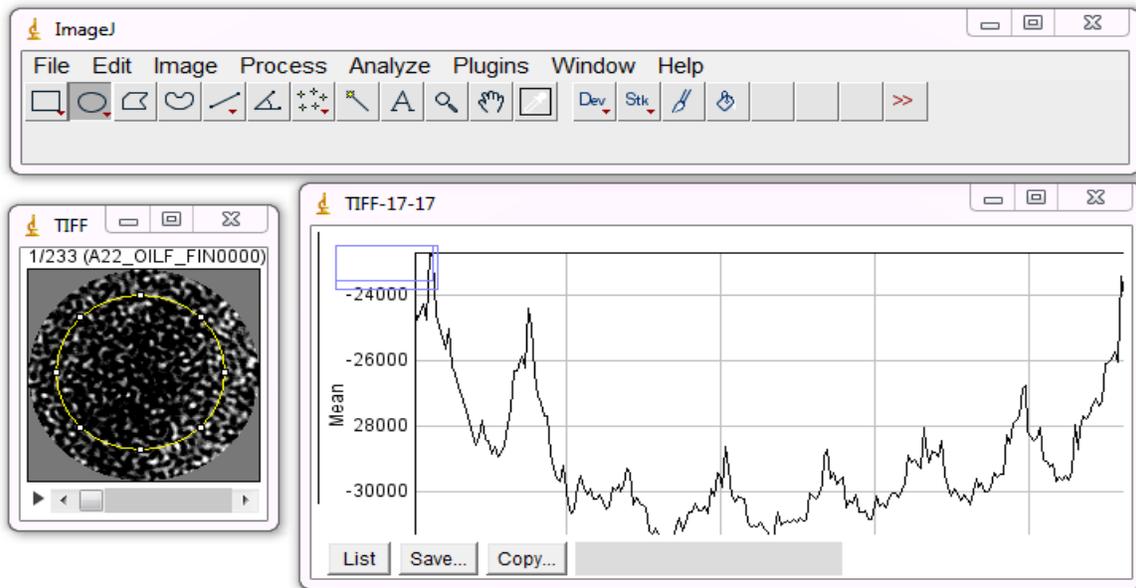


Figura 14. Interfaz del software image J

2.2. Resonancia magnética nuclear RMN

Los núcleos pertenecientes a los átomos comúnmente tienen momento angular, que causa que se encuentre girando en su propio eje. Debido a dicha rotación y a la carga eléctrica que estos poseen provenientes de los protones se produce un momento magnético ($\vec{\mu}$) alineado con el del eje de rotación. El momento magnético se relaciona con el momento angular de la siguiente forma (ecuación 16).

$$\vec{\mu} = \gamma * \vec{P} \tag{Ecuación 17}$$

Donde

$\vec{\mu}$ = momento magnético

\vec{P} = momento angular

γ = Constante giromagnética

Cuando se aplica un campo magnético externo, el momento magnético se alinea con este formando un ángulo (θ) y los protones comienzan a rotar alrededor en un movimiento de precesión a una frecuencia conocida como frecuencia de Larmor que está relacionada directamente con el campo magnético externo y la constante giratoria como se muestra a continuación en la figura 15.

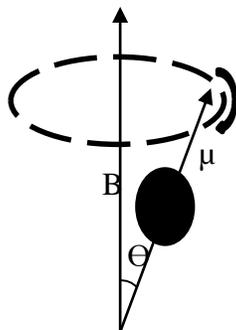


Figura 15. Comportamiento del momento magnético. Adaptado de: GARRO, Y. Caracterización por Resonancia Magnética Nuclear de nuevos compuestos farmacéuticos sólidos. Tesis de doctorado en Física, Universidad Nacional de Córdoba. 2011.

Hasta este momento, el proceso que se ha explicado se conoce como magnetización y debido a este se da una distribución de la población de núcleos de acuerdo a la distribución de Boltzman en dos estados de energía; uno de alta y otros llamados alineamientos orientación beta y alfa respectivamente. Mayor cantidad de protones se alinean de forma paralela en la orientación beta. Debido a esta distribución desigual se crea un vector de magnetización total (\vec{M}) en la dirección del campo a \vec{B}_0 . Cuando el sistema no ha sido perturbado \vec{M} es denotado como \vec{M}_0 y es la suma de todos los momentos magnéticos y su magnitud está dada por el exceso de espines paralelos sobre los antiparalelos a \vec{B}_0 (ecuación 18):

$$\vec{M}_0 = \sum \vec{\mu}_i \quad \text{Ecuación 18}$$

\vec{M}_0 Antes de ser perturbado se encuentra en equilibrio y como se mencionó anteriormente está en la dirección del campo magnético \vec{B}_0 . Sin embargo, al aplicar una onda de radiofrecuencia

perpendicularmente con un campo magnético asociado \vec{B}_1 , el vector de magnetización \vec{M}_0 se inclina un ángulo de volteo θ_{rf} y una fase ϕ_{rf} . El ángulo de volteo θ_{rf} hace referencia al ángulo que se inclina la magnetización durante el tiempo que dura el pulso y la fase es el ángulo que hay entre el eje x y el eje alrededor del cual gira. En la figura 4 se muestra el comportamiento del vector de magnetización cuando se aplica un pulso de radiofrecuencia de 90° . Se puede observar que se altera la componente z debido al incremento de la energía del sistema de espines por la perturbación con el pulso, ocasionando que \vec{M} se incline desde el eje z hasta el plano xy como se ve en la figura 16 (b), una vez el pulso de radiofrecuencia es suspendido, \vec{M} comienza a precesar a la misma frecuencia de Larmor alrededor del eje z (figura 16c).

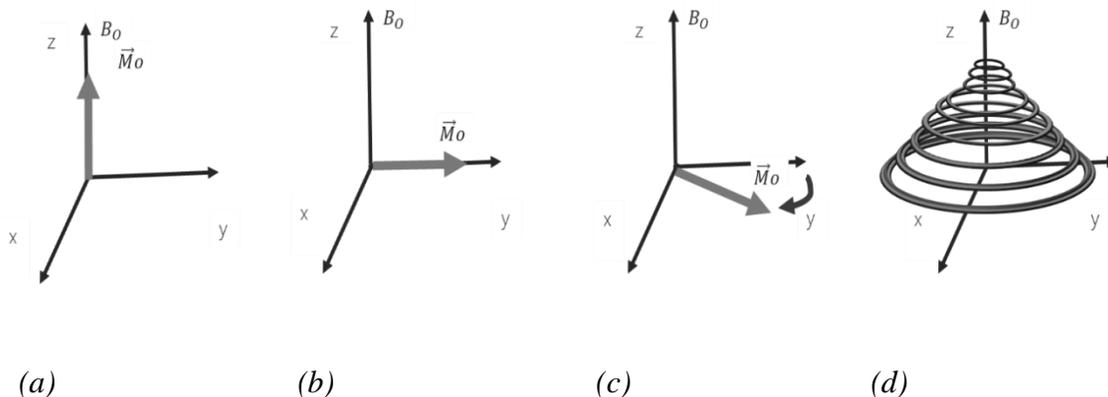


Figura 16. Comportamiento de la vector magnetización cuando se induce un pulso de radiofrecuencia de 90° . Pachón, Z. Determinación de las propiedades petrofísicas de rocas de yacimientos petrolíferos colombianos por métodos de relajación de resonancia magnética Nuclear. Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander.

Cuando el pulso de radiofrecuencia es suspendido, la energía absorbida por los núcleos en el estado de baja energía es re-emitada hasta alcanzar nuevamente su estado de equilibrio (figura 16d). Este proceso es conocido como relajación y se pueda dar de forma transversal (espin-espin) y longitudinal (red-espin). El vector magnetización \vec{M} induce una corriente alterna decreciente en

el plano transversal y creciente en el plano vertical (khatchiikian 2011) que se puede percibir en el espectrómetro de RMN por el voltaje inducido en la bobina receptora, la señal es llamada decaimiento de inducción libre (FID. *Free induction decay*). (Pachon, 2005)

2.2.1. La secuencia de Carr-Purcell Meiboom Gill (CPMG). Esta secuencia permite remover parcialmente el efecto de la inhomogeneidad del campo de la señal RMN. Esta consiste en aplicar un tren de pulso de radiofrecuencia, el primero que se aplica es un pulso de 90° con el objetivo de llevar \vec{M} al eje z. \vec{M} Empieza a precesar alrededor de \vec{B}_0 y los grupos de los espines se desfazan debido a la heterogeneidad del campo (figura 17a). A medida que pasa el tiempo la señal producida por este efecto decae, como se ha explicado anteriormente por el proceso de relajación (Meiboom & Gill, 1958). Después de un tiempo τ se aplica otro pulso de 180° en el eje y, con lo cual los protones quedan en el eje trasversal opuesto y continúan girando, esto logra que los que los protones que estaban más atrasados queden adelante como se puede ver en la figura 17b. Después de cierto tiempo los protones quedan en fase y se produce un eco-spin que es percibida por la bobina figura 17c, este proceso se repite varias veces. El tiempo entre pulsos de radiofrecuencias es cada 2τ , esto quiere decir, que los próximos pulsos serán a 3τ , 5τ , 7τ y los ecos-espines producto del re-enfase son percibido a 4τ , 6τ , 8τ (Garro, 2016).

A medida que pasa el tiempo y el proceso se repite, la magnitud del eco-spin disminuye, ya que actúa el efecto de la relajación del medio. Esta relajación dependerá de la fase en la que se encuentra la sustancia, por ejemplo cuando se habla de una sustancia en estado sólido, debido a la cercanía de sus moléculas esta se relaja demasiado rápido, tanto que no puede ser percibida por la bobina. Para una sustancia en estado líquido el tiempo de relajación es más lento y se puede clasificar en relajación intrínseca y relajación superficial. La primera se da por el movimiento

browniano de las moléculas en el seno del fluido, mientras que la relajación superficial se da cuando la sustancia se relaja entregando la energía a la superficie que lo rodea, esta es común para fluidos que se encuentran en medios porosos.

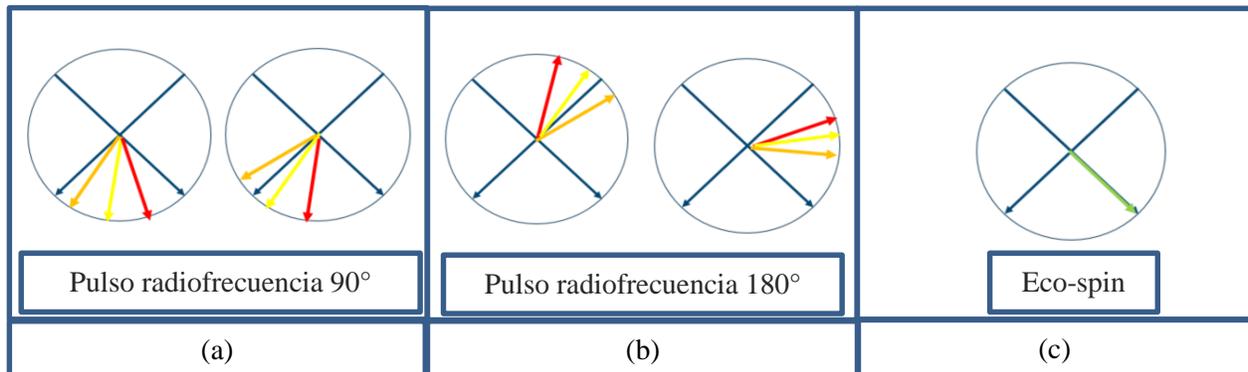


Figura 17. La secuencia de Carr-Purcell Meiboom Gill(CPMG). Adaptado de :Pachon, Z (2005).. Determinación de las propiedades petrofísicas de rocas de yacimientos petrolíferos colombianos por métodos de relajación de resonancia magnética Nuclear. Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander.

La señal de cada eco es grabado para formar una envolvente de la amplitud de los ecos spin como se puede ver en la figura 18, y se puede expresar de forma exponencial como se muestra a continuación en la ecuación 19:

$$M_{x,y}(t) = M_0 e^{-\frac{t}{T_2}} \tag{Ecuación 19}$$

Donde

- $M_{x,y}$ = Vector magnetización para diferentes tiempos (t)
- M_0 = Vector magnetización antes del pulso de radiofrecuencia
- τ = Tiempo entre un pulso y un eco
- T_2 = Tiempo de relajación transversal

Para el valor de τ se toma el valor menor posible para evitar efecto de la difusión por heterogeneidad del campo, este tiempo también dependerá de cada equipo, comúnmente es de 150 μ s para fluidos con altos valores de viscosidad.

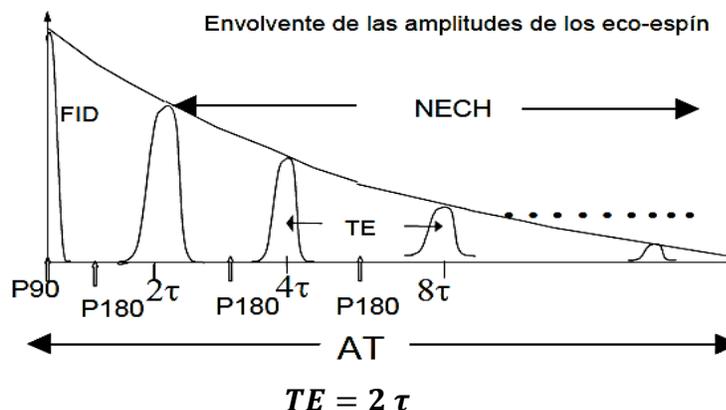


Figura 18. Envlovente de las amplitudes de los eco-espín. Adaptado de: Pachón (2005). Determinación de las propiedades petrofísicas de rocas de yacimientos petrolíferos colombianos por métodos de relajación de resonancia magnética Nuclear. Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander.

2.2.1.1. Parámetros de adquisición para la secuencia CPMG

2.2.1.1.1. *Número de escaneos.* Define el número de corridas que se realiza para la adquisición de puntos. El sistema obtendrá los puntos de la señal dicho número de veces, con los cuales se evaluara el valor real del punto. Este puede tener valores entre 1 y 3200.

2.2.1.1.2. *Recycle delay.* Es el tiempo permitido entre cada escaneo, con el cual se asegura la completa relajación de los protones de la muestra. este valor debe ser mayor o igual a cinco veces el tiempo de relajación T_1 ($5 * T_1$).

2.2.1.1.3. *Gain ó Ganancia*. Parámetro que ajusta la amplificación de la señal en el receptor, el cual depende proporcionalmente de la cantidad de masa o población de protones que se tienen en la muestra.

2.2.1.1.4. *Número de puntos*. Es la data sobre la curva de decaimiento, comúnmente se habla de 20 puntos para curvas monoexponencial y de 30 a 100 puntos para bi-exponenciales

2.2.1.1.5. *Tiempo entre ecos (TE)*. Es el tiempo que controla el espaciado entre ecos, se recomiendan que estos tiempos no sean muy grandes para evitar difusión. Este valor es dos veces el tiempo entre pulsos de radiofrecuencia ($2 * \tau$)

2.2.2. **Procesamiento de la señal**. La figura 18 representa una gráfica multiexponencial de donde se obtiene el T_2 después de realizar una inversión matemática con la transformada inversa de Laplace, como se muestra a continuación en la figura 19.

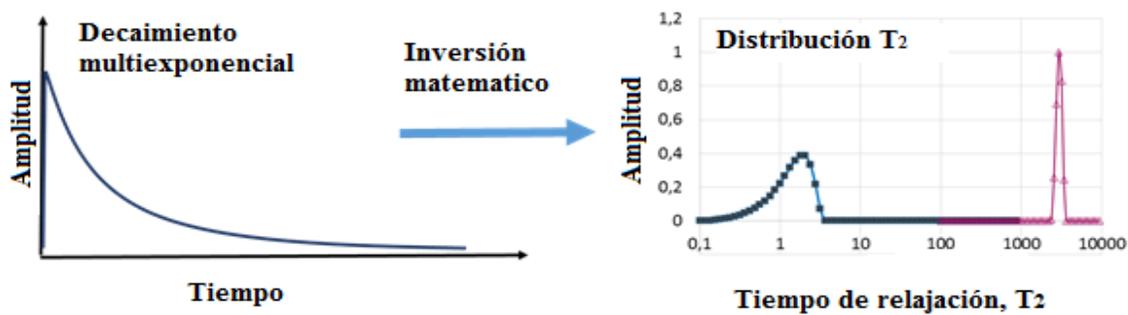


Figura 19. Inversión matemática para procesamiento de la señal. Adaptado de: Pachón (2005). Determinación de las propiedades petrofísicas de rocas de yacimientos petrolíferos colombianos por métodos de relajación de resonancia magnética Nuclear. Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander.

Después de realizar dicha inversión matemática, se logran graficas que relacionan dos importantes parámetros de RMN: tiempo de relajación transversal y amplitud, conceptos que se explican a continuación:

2.2.2.1. Tiempo de relajación transversal (T_2). Se define como el tiempo en el que tarda la componente transversal del vector magnetización en decaer al 37% de su valor inicial. Este tiempo está relacionado directamente con la viscosidad de los fluidos y el espacio de confinamiento, es decir a mayor viscosidad, las moléculas de los fluidos se encuentran muy cerca una de la otras por lo tanto entregaran más rápido la energía absorbida y su vector magnetización tomara menor tiempo en alinearse nuevamente con el campo magnético externo. El promedio del tiempo de relajación transversal se puede calcular con la ecuación 20.

$$T_{2gm} = \left[\frac{\sum AiLnT_{2i}}{\sum Ai} \right] \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde

T_{2i} = el valor T_2 de cada componente en el espectro

Ai = amplitud de cada componente a un tiempo constante T_{2i}

2.2.1.2 Amplitud de la señal. Este parámetro depende de la masa de los fluidos y la cantidad de hidrogeno en la muestra analizada. La amplitud de la señal puede ser transformada a un valor de masa mediante el concepto del índice de amplitud (IA), que corresponde a la pendiente de la recta construida a partir de puntos, que relacionan la amplitud medida por el equipo y la masa del fluido estudiado (protones) responsables de dicha señal, (ecuación 21).

$$IA = \left[\frac{\text{amplitud}}{\text{masa} * \text{gain}} \right] \quad \text{Ecuación 21}$$

2.2.1.3 Índice relativo de hidrogeno (RHI): Valor que permite conocer la cantidad de protones de hidrogeno presentes en cada muestra, con respecto a los hidrógenos del agua (ecuación 22). Este se calcula dividiendo el índice de amplitud de cada muestra por el índice de amplitud del

agua. Para determinar este parámetro es necesario incluir la muestra de agua a las mismas condiciones y con los mismos parámetros cada vez que se realiza un set de experimentos.

$$RHI = \left[\frac{AI \text{ muestra}}{AI \text{ agua}} \right] \quad \text{Ecuación 22}$$

Los parámetros anteriormente nombrados son muy usados para la determinación de ciertas propiedades importantes en la caracterización de un proceso de inyección de solventes, entre estas se encuentra el coeficiente de difusión molecular y efectivo, viscosidad y densidad de las mezclas crudo-solventes y *onset* de precipitación de asfaltenos, las cuales fueron determinadas a lo largo del presente trabajo.

3. Propiedades fisicoquímicas de los fluidos

En esta investigación se usó un crudo pesado colombiano y como solvente líquido nafta, ya que este es el diluyente más usado para el transporte de crudo pesado a través de oleoductos de los campos de los llanos orientales.

En este capítulo se muestra el comportamiento de la densidad y viscosidad de las mezclas del crudo y la nafta seleccionada a diferentes concentraciones y temperaturas, mediante el uso de un densímetro y viscosímetro. Para analizar la interacción entre el crudo y solvente se trabajó con RMN en el estudio del coeficiente de difusión molecular a una temperatura de 30°C. En el presente capítulo también se presenta el efecto que tuvo la concentración de la nafta en las diferentes

mezclas sobre las propiedades de RMN y con esta información se procedió a construir la curva de calibración, para determinar la cantidad de crudo recuperado en cada ciclo por el efecto de la nafta

3.1. Propiedades del crudo

La viscosidad del crudo muerto fue determinada a 5 diferentes temperaturas, usando un viscosímetro Brookfield, los resultados obtenidos se pueden observar en la Figura 20 y como es típico para este tipo de crudo la viscosidad de este crudo pesado decreció exponencialmente con el aumento de la temperatura.

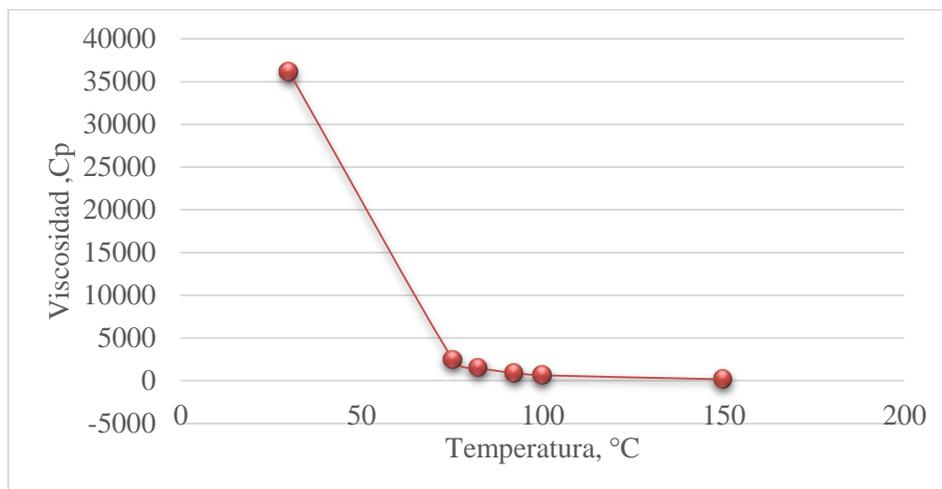


Figura 20. Viscosidad del crudo vs temperatura.

La densidad del crudo fue determinada para ciertas temperaturas, desde la temperatura ambiente 25°C, hasta la temperatura de operación de 84°C , usando el *Anton Parr DMA 4100 densiometer* (ver figura 21), ubicado en el laboratorio de Perm inc asociado a la universidad de Calgary.



Figura 21. Densímetro Anton Parr DMA 4100 ubicado en los laboratorio de PERM.inc

El densímetro fue primero calibrado con aire a la temperatura ambiente; más tarde, el crudo fue introducido en una jeringa limpia y seca e inyectado al equipo, para evitar formación de burbujas. Después, se realizó el ajuste de la temperatura interna del equipo. La densidad de crudo se tomó desde 25° C hasta 84 °C, con el objetivo de analizar el comportamiento de esta propiedad con respecto a la temperatura, como se puede ver en la figura 22 y tabla 3.

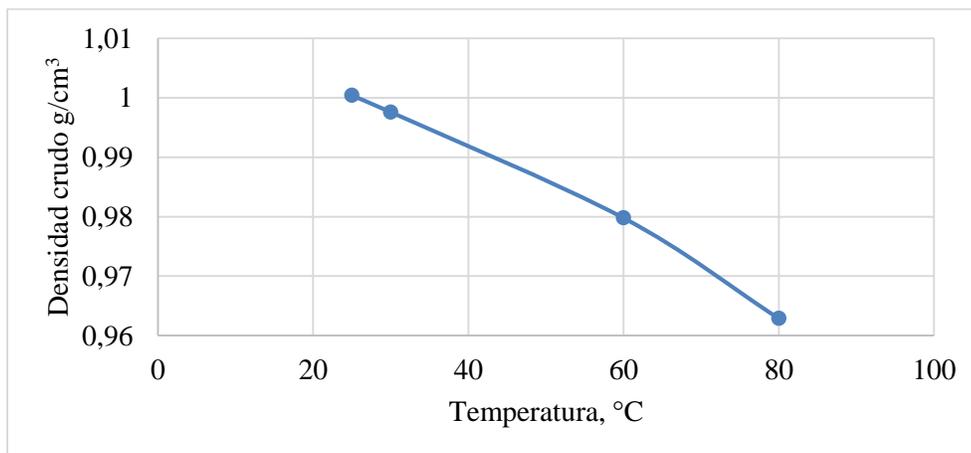


Figura 22. Comportamiento de la densidad del crudo con respecto a la temperatura

Tabla 3.

Valor de densidad de crudo a diferentes temperaturas

Temperatura °C	Densidad(g/cm ³)
25	1.0004
30	0.9976
60	0.9798
80	0.9629
84	0.9312

3.2.Propiedades de la nafta

La viscosidad de la nafta fue determinada a temperatura ambiente (25°C), usando un viscosímetro Brookfield modelo LVDV-III Ultra con la Aguja CPA-40Z, ubicado en los laboratorios de PERM inc (ver figura 23). La viscosidad obtenida a dicha temperatura fue 0.19 cp.



Figura 23. Viscosímetro Brookfield modelo LVDV-III Ultra ubicado en los laboratorios PERM. Inc.

La densidad de la nafta fue determinada a 5 diferentes temperaturas, usando el Anton Parr DMA 4100 densiometer (Figura 21). Los resultados de densidad se pueden ver en la tabla 4 y figura 24.

Tabla 4.

Densidad de la nafta a diferentes temperaturas

Temperatura °C	Densidad(g/cm ³)
25	0.6581
30	0.6534
40	0.6437
60	0.6236

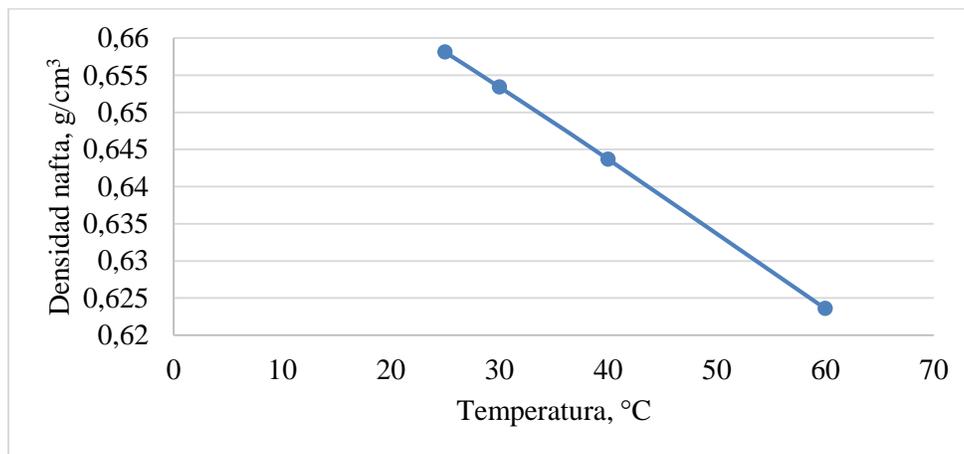


Figura 24. Densidad de la nafta a diferentes temperaturas

Otra información tal como el comportamiento de la envolvente de la nafta fue suministrada por el Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) y se puede ver en las Figura 25. El comportamiento de la envolvente permite determinar la fase a la que se mantendrá el diluyente durante el proceso de inyección.

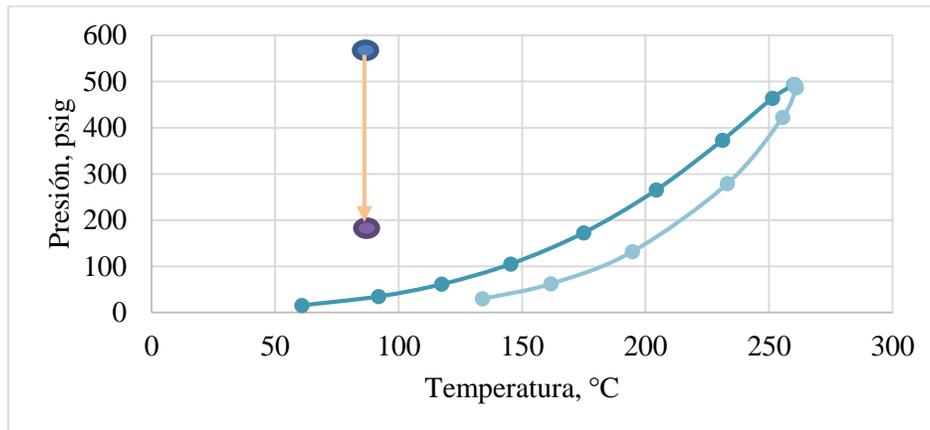


Figura 25. Envolverte de fase- nafta pura

De la figura 25, se puede analizar que con las condiciones de operación a las cuales se desarrollará el proceso de inyección de nafta no se alcanzará la presión de vapor, ya que la máxima presión a la que estará sometido el sistema será 600 psig y la mínima 200 psig a una temperatura constante de 84°C, como se explicará más adelante.

3.3. Propiedades mezcla crudo-solvente

Para estudiar el efecto que tiene la nafta sobre algunas propiedades físicas de la mezcla, se evaluó la viscosidad y densidad de varias mezclas con diferentes proporciones crudo-solvente, preparadas mediante agitación mecánica y bajo diferentes temperaturas (tabla 5 y figura 26), desde la temperatura ambiente (25° C) hasta la temperatura de operación (84 °C). Cada una de las mediciones se realizó por duplicado para asegurar la correcta toma de datos.

Tabla 5.

Relación másica crudo-nafta

Concentración crudo m/m %	Masa de solvente (g)	Masa de crudo (g)
100	0	18.38
70	3.72	8.834
50	6.99	7.22
40	6.60	4.39
30	8.74	3.882
20	8.71	2.24
5	8.54	0.452
0	6.24	0



Figura 26. Muestras de las diferentes mezclas crudo-nafta.

Los valores de viscosidad para dichas mezclas fueron medidos solo a una temperatura de 30°C (tabla 6 y figura 27), ya que a mayores temperaturas las mediciones no fueron estables por la alta volatilidad de la nafta. El viscosímetro usado fue un Brookfield modelo LVDV-III Ultra con la Aguja CPA-40Z (figura 23) para las muestras más livianas; sin embargo para el crudo debido a su alta viscosidad fue necesario usar el modelo HBDV-II plus con aguja CPA-52Z .

Tabla 6.

Viscosidad para diferentes relaciones masa crudo-masa nafta

Concentración nafta, m/m %	Viscosidad cp
100	0.1
70	2.82
60	8.41
50	27.83
30	250
0	36119.40

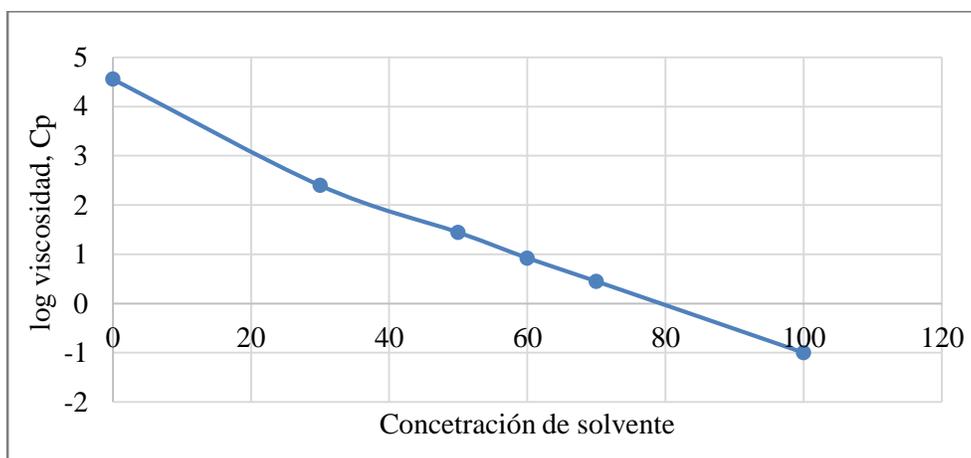


Figura 27. Viscosidad de la mezcla a diferentes concentraciones de nafta a 30°C

De la información mostrada en la figura 27, se obtuvo una correlación entre la concentración del solvente (C_s) y la viscosidad de la mezcla a una temperatura de 30°C, que se puede ver en la ecuación 23 y que será usada para determinar la viscosidad de cada efluente después de la aplicación de los ciclos de inyección de nafta.

$$\text{Log}(\mu_{mezcla}) = -0.0548 C_s + 4.2922 \tag{Ecuación 23}$$

Las mezclas preparadas también fueron llevadas al relaxometro de bajo campo, para medir los parámetros de RMN y obtener una correlación de viscosidad partiendo del modelo Bryan (2010) (ecuación 24).

$$\mu_{mezcla} = \frac{r}{RHI^k T_{2gm}} \tag{Ecuación 24}$$

Donde r y k son constantes que pueden ser definidas conociendo la viscosidad y los parámetros de RMN de dos mezclas con diferentes concentraciones de solvente (tabla 7).

Tabla 7.

Valores para determinar las constantes del modelo Bryan de viscosidad

Concentración nafta, m/m %	Viscosidad cp	T_{2gm}	RHI
30	250	47.144	1.069
70	2.82	467.105	1.325

En este trabajo los valores de dichas constantes fueron 23438.186 y 10.20 respectivamente. Para comprobar la exactitud del modelo se graficó los valores de viscosidad determinados en laboratorio y los calculados con el modelo Bryan (2010), para diferentes proporciones crudo-solvente (Figura 28)

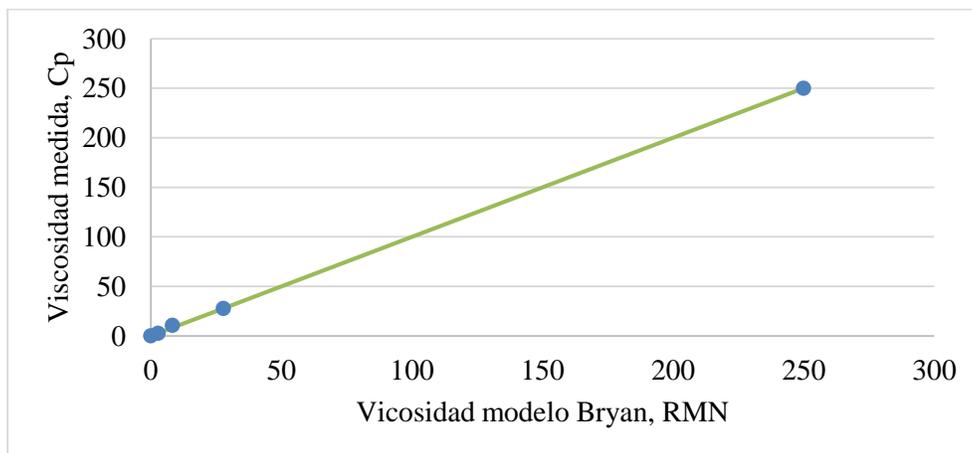


Figura 28. Comparación viscosidad medida en laboratorio y obtenida desde el modelo Bryan (2010).

La figura 28 muestra que la viscosidad obtenida con el modelo Bryan (2010) tuvo un buen ajuste con respecto a la estimada en laboratorio con un porcentaje de error inferior al 3%

Después de tener las mezclas preparadas, se procedió a medir los valores de densidad para el crudo y las mezclas a 4 diferentes temperaturas con el equipo *Anton Parr DMA 4100 densiometer* (ver figura 21), cuyos resultados se pueden ver a continuación en la tabla 8.

Tabla 8.

Densidad de crudo y mezclas solvente-cruzas a diferentes temperaturas

Temperatura °C	Densidad(g/cm ³)
Concentración nafta 100, m/m%	
25	0.6581
30	0.6534
40	0.6437
60	0.6236
Concentración nafta 70, m/m%	
25	0.7319
30	0.7268
60	0.7023
80	0.681
Concentración nafta 60, m/m%	
25	0.7686
30	0.7639
40	0.7556
60	0.7381
Concentración nafta 50, m/m%	
25	0.8117
30	0.8083
40	0.8005
60	0.7848
Concentración nafta 30, m/m%	
25	0.8643
30	0.8583
40	0.8391

60	0.8062
Concentración nafta 0, m/m%	
25	1.0004
30	0.9976
60	0.9798
80	0.9629
84	0.9312

Con la información de mezcla anteriormente mostrada, se obtiene una correlación de densidad y la concentración de solvente a 25 °C (ecuación 25),

$$\rho_{mezcla} = -0.0034 C_s + 0.9827 \tag{Ecuación 25}$$

3.4. Coeficiente de difusión entre crudo-solvente

Como se explicó en el capítulo 1, el conocimiento de los mecanismos de transferencia de masa tales como: difusión efectiva y dispersión mecánica es muy importantes para caracterizar y comprender la interacción entre el solvente y crudo en el medio poroso, ya que los coeficientes de estos estos mecanismos permiten determinar los parámetros de diseño para procesos de inyección de solventes.

En esta sección se muestra la metodología y los resultados de estudiar un proceso de difusión molecular entre el crudo colombiano y la nafta mediante un modelo unificado con RMN (Wen & Kantzas, 2005). El método usado se basa en determinar la cantidad de solvente que se ha difundido en el tiempo, mediante el análisis del cambio en el tiempo de relajación y amplitud de la señal correspondiente a la nafta y con esta información calcular el coeficiente de difusión molecular promedio para cierto volumen de aceite pesado con la ecuación de Fick (ecuación 4)

Para lograr dicho objetivo, las muestras de nafta y crudo fueron insertadas al equipo en tubos RMN de 5 cm de diámetro a una temperatura de 30°C y fueron procesados con los parámetros de

adquisición de RMN mostrados en la tabla 9. De acuerdo a la naturaleza de cada fluido, en cuanto a su viscosidad, las señales fueron fácilmente discriminadas, siendo las señales superiores a 1000 ms correspondientes a la nafta e inferiores a 100 ms para el crudo pesado como se puede observar en la figura 29.

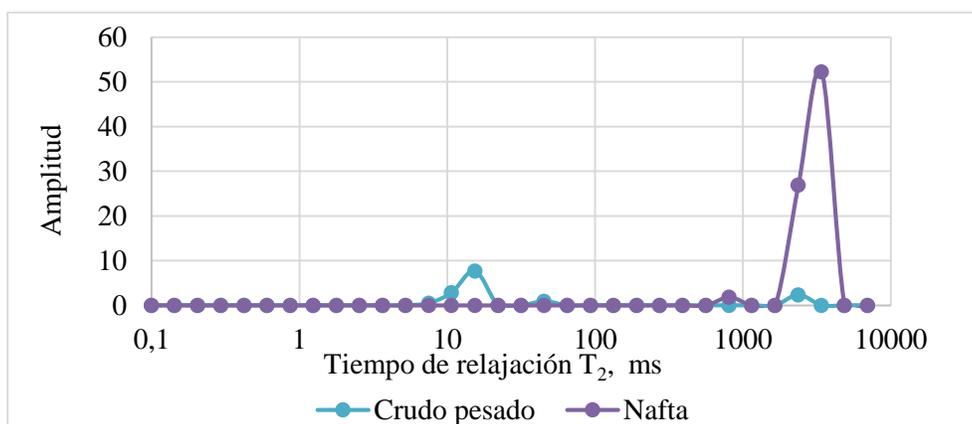


Figura 29. Espectro de NMR para un crudo pesado y nafta

Tabla 9.

Parámetros de RMN para determinar el coeficiente de difusión molecular

Parámetros de adquisición RMN	Valor
Tiempo entre ecos (ms)	0.01
Numero de ecos	8000
Recycle delay(s)	18
Numero de escaneos	32

Posteriormente, se prepararon algunas mezclas de crudo-nafta en diferentes proporciones para analizar el comportamiento que tienen la amplitud de la señal al aumentar la cantidad de nafta, con lo cual se concluye que a mayor cantidad de nafta en la mezcla, su señal correspondiente tuvo un mayor tiempo de relajación. Con esta información, se procedió a determinar el tiempo de relajación

crítico T_{2c} , que es definido como el máximo valor de tiempo de relajación transversal T_2 para cada una de la mezclas. Este tiempo de relajación crítico divide el espectro en dos secciones y permite determinar la cantidad de solvente que se difunde en el aceite. Los picos que tengan menor tiempo de relajación que el T_{2c} corresponderán al aceite pesado y el solvente (Wen, Bryan, & Kantzas, 2003). Los picos con tiempo de relajación mayores que el T_{2c} pertenecerán al solvente puro que aún no se ha difundido, como se puede ver en la figura 30. En la tabla 10 se muestra el tiempo de relajación crítico para las mezcla de crudo pesado y nafta a diferentes proporciones.

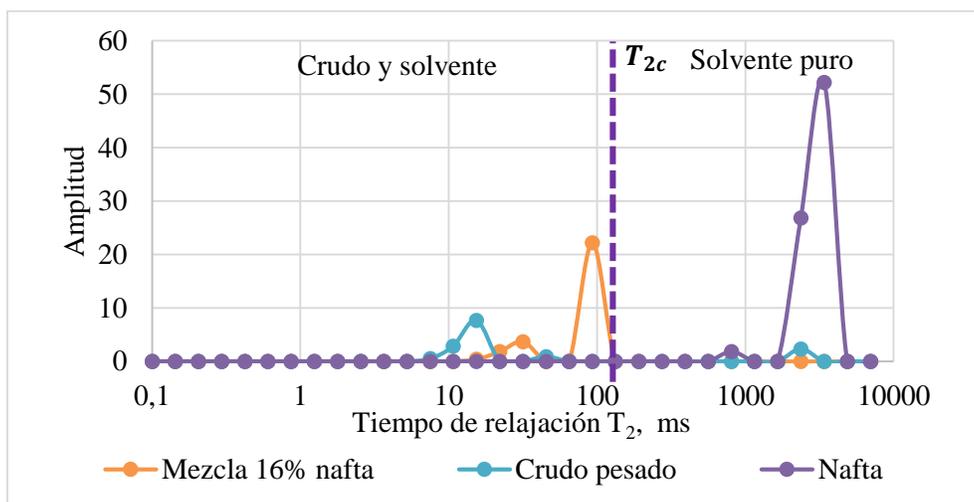


Figura 30. Tiempo de relajación crítica mezcla 16% nafta

Tabla 10.

Tiempo de relajación para mezclas con diferentes concentraciones de nafta

Concentración nafta, m/m %	T_{2c} , ms
16	133
30	201
50	396
70	779

Después de realizar el anterior procedimiento, se inició el experimento de difusión molecular, el cual fue realizado en un tubo de 10 cm de alto y 5 cm de diámetro y monitoreado usando un equipo de RMN *Minispec Bruker BioSpin* serie mq 7,5, que cuenta con un campo magnético de 0,17 Tesla y con frecuencia de resonancia de 7.5 MHz (figura 31), a una temperatura constante de 30°C y presión atmosférica. Primero el aceite pesado fue situado en el fondo del tubo con una altura de 2 cm y la nafta (16 % con respecto a la masa total) fue ubicada en la parte superior.

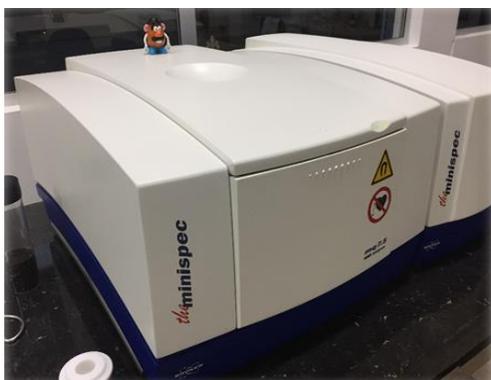


Figura 31. Equipo de RMN Minispec Bruker BioSpin serie mq 7,5

Medidas de RMN fueron tomadas frecuentemente (ver figura 32) y se analizó que para cada una de las mediciones, la señal de la nafta cambio en cada uno espectros, debido a la variación de sus tiempos de relajación promedio y valores de amplitudes. Esto se presentó, porque a medida que transcurría el tiempo era menor la cantidad del solvente puro estudiado, ya que este se estaba difundiendo en el crudo pesado.

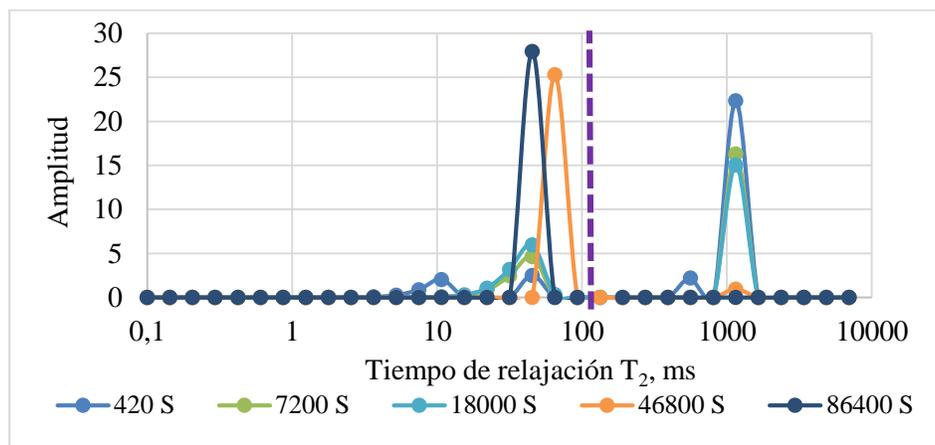


Figura 32. Cambio de los espectros RMN como la nafta se difunde en el crudo pesado

Para determinar la cantidad de nafta pura fue necesario; primero determinar el IA_{nafta} , después con este valor y la amplitud de la señal de la nafta pura en cada uno de los espectros obtenidos, se calculó la cantidad del solvente puro para cada tiempo con la ecuación 21. Posteriormente, este valor fue restado a la masa inicial de solvente y se obtuvo la masa de la nafta difundida en el crudo pesado. En la tabla 10 se muestra la concentración de la nafta difundida en el crudo para los diferentes tiempos.

Con estos valores de concentración de nafta difundida en el tiempo y la ecuación 5, se procedió a calcular el coeficiente de difusión mediante el método de bisección, cuyos resultados se ven en la tabla 11. Es necesario aclarar que las medidas se realizaron de manera estática es decir el único mecanismo de transferencia de masa involucrado fue la difusión molecular. Los resultados del coeficiente de difusión molecular se pueden ver en la figura 33.

Tabla 11.

Cambio de concentración y coeficiente de difusión en tiempo para una mezcla 16% nafta/crudo

Tiempo(s)	Tiempo (h)	Concentración nafta, m/m%	Coefficiente de difusión (cm ² /s)
420	0.001	5.521	1.30E-03
3600	1	6.936	1.76E-04
7200	2	8.572	9.41E-05
10800	3	8.801	6.36E-05
18000	5	8.857	3.65E-05
46800	13	13.33	1.90E-05
54000	15	12.863	1.50E-05
61200	17	13.473	1.34E-05
72000	20	14.195	1.16E-05
86400	24	15.893	1.22E-05

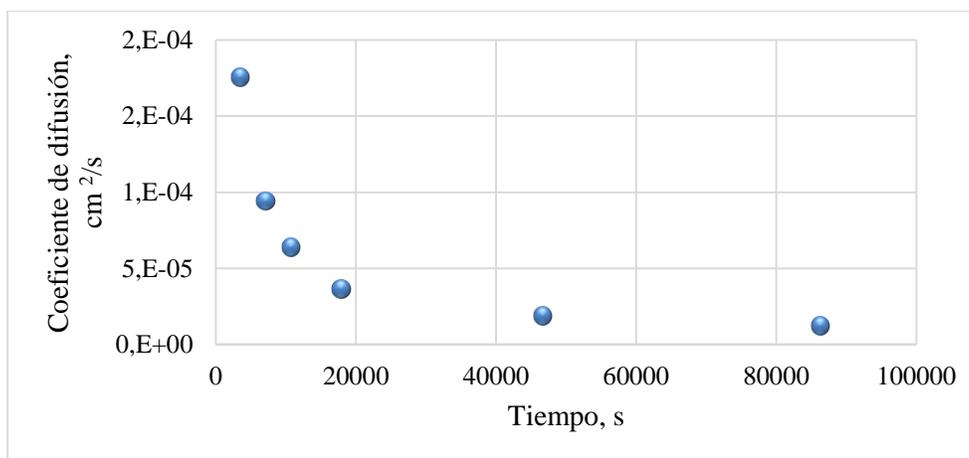


Figura 33. Coeficiente de difusión de la nafta en un crudo pesado- 16% nafta

De la información ofrecida por la figura 33, se analiza que la transferencia de masa por difusión molecular será mayor al principio del proceso, debido a que el gradiente de concentración es mayor. Para este caso durante las primeras 3 horas se difundió 8.57% de la nafta, que corresponde

a más de la mitad del solvente disponible para este proceso; sin embargo, a medida que pasó el tiempo, la difusión fue menor, ya que la diferencia de concentraciones cada vez fue más pequeña, tomando 24 horas para asegurar que el 16% de nafta se difundiera completamente en el crudo colombiano.

Finalmente, se repitió el proceso explicado anteriormente, variando la concentración de nafta entre 30% y 50 % m/m, con el objetivo de analizar el efecto que tiene la cantidad de solvente en contacto con el crudo pesado sobre el coeficiente de difusión molecular. Los resultados son mostrados en la figura 34, donde se puede ver que la cantidad de solvente no afectó el comportamiento del coeficiente de difusión; sin embargo, si influye sobre el tiempo que es necesario dejar en contacto los fluidos para que la cantidad del solvente se difunda completamente.

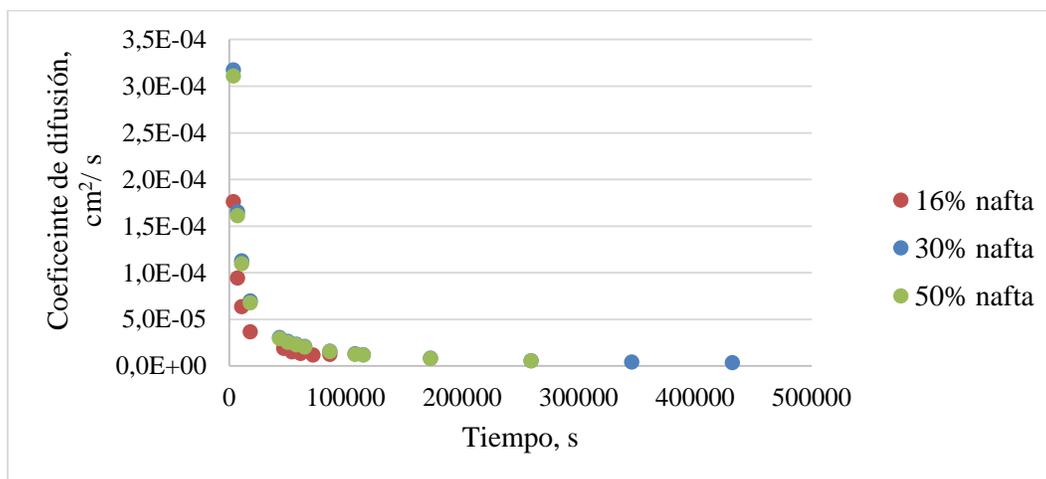


Figura 34. Coeficientes de difusión para diferentes cantidades de nafta.

Para el caso de 50% y 30% de nafta, se detuvo el experimento antes de lograr que el solvente se difundiera completamente en crudo, ya que al analizar la tendencia que tenía el cambio de la concentración de la nafta en la zona de mezcla formada con respecto al tiempo, se puede concluir que para que esta cantidad de solvente se difundiera sería necesario dejar en contacto mucho

tiempo, porque cada vez el coeficiente de difusión fue más pequeño y por lo tanto el proceso de transferencia de masa fue más lento como se puede ver en la figura 35 y 36.

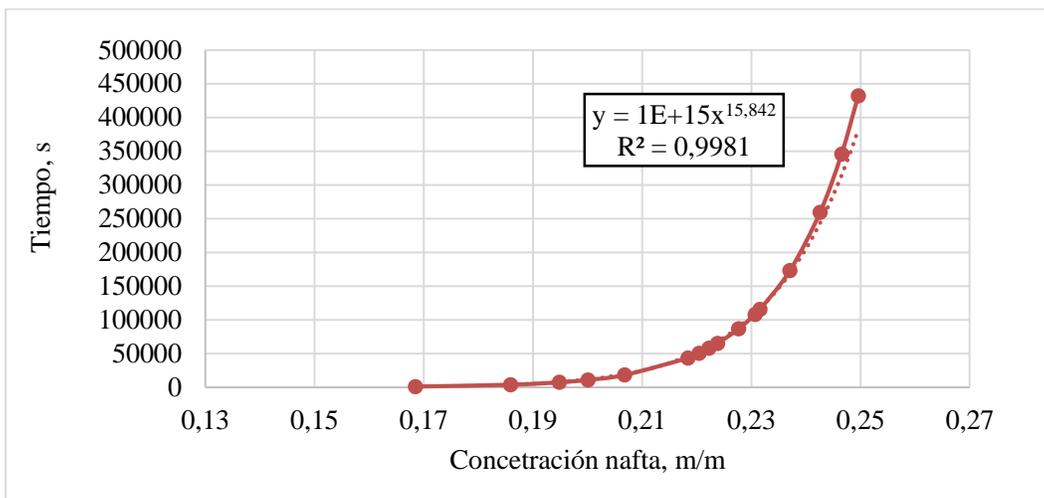


Figura 35. Comportamiento de la concentración en el tiempo 30% nafta

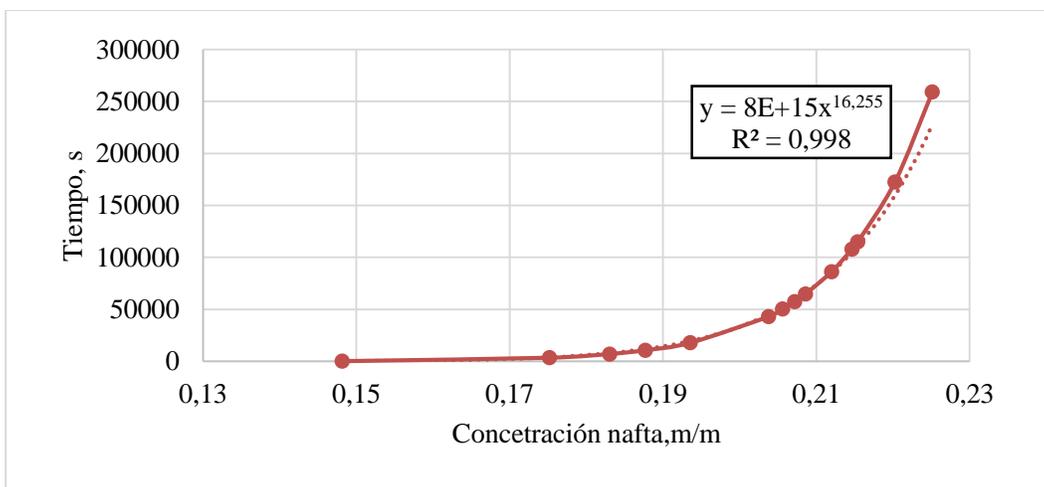


Figura 36. Comportamiento de la concentración en el tiempo 50% nafta

3.5. Curva de calibración con RMN

Uno de las partes más importante en el desarrollo de un proceso de inyección de solventes a escala de laboratorio es la determinación de la cantidad de aceite recuperado por efecto de solvente durante la etapa de producción. Debido a que el aceite producido estará en mezcla con el solvente, es necesario construir curvas de calibración para las diferentes concentraciones de los diluyentes. Estas curvas de calibración son construidas mediante la medición de propiedades como: la viscosidad, densidad o propiedades de RMN (el tiempo de relajación e índice relativo de hidrogeno (RHI)) de mezclas crudo-solvente a diferentes proporciones. En esta sección, se detalla sobre la construcción de dicha curva con RMN

La curva de calibración para el primer experimento desarrollado en la Universidad de Calgary, se realizó con el relaxometro, ubicado en los laboratorios de PERM inc, que cuenta con una frecuencia de 1.79 MHz. Para cada una de las muestras fueron usados los parámetros de adquisición mostrados en la tabla 12.

Tabla 12.

Parámetros de adquisición espectrómetro PERM. Inc

Parámetro de adquisición NMR	Valor
Tiempo entre ecos (ms)	0.2
Numero de ecos	5000
<i>Recycle delay(s)</i>	12
Numero de escaneos	32

Para cada mezcla a diferentes concentraciones de nafta, se obtuvieron los espectros presentados en la figura 37, donde se analizan las diferentes distribuciones de tiempo de relajación (T₂) y amplitudes para cada una de las mezclas crudo-nafta . Con los valores de amplitud, tiempo de

relajación y ecuaciones 20 y 22 se calculó el índice relativo de hidrogeno (RHI) y tiempo de relajación (T_{2gm}), cuyos resultados se presentan en la tabla 13.

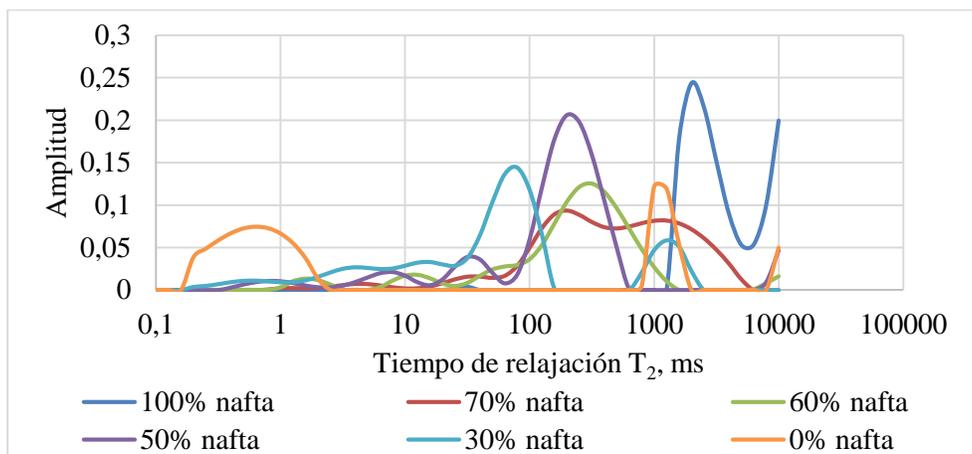


Figura 37. Espectros resultantes para las diferentes mezclas crudo-solventes

Tabla 13.

Valores del índice relativo de hidrogeno y tiempo de relajación promedio

Concentración nafta, m/m %	T_{2gm},ms	$\sum A$	IA	RHI
0	7.951	1.18	0.064	0.72
30	46.94	1.21	0.096	1.07
50	123.50	1.56	0.110	1.23
60	297.20	1.20	0.109	1.22
70	533.80	1.50	0.118	1.33
80	720.13	1.24	0.113	1.27
95	1874.95	1.13	0.125	1.40
100	2951.02	0.85	0.136	1.52
Agua	2598.57	1.50	0.089	1

La figura 38 muestra que existe una relación semilogarítmica entre la concentración de la nafta y el T_{2gm} . Por otro lado en la figura 39, se puede analizar que hay una relación lineal entre la concentración de la nafta y el RHI.

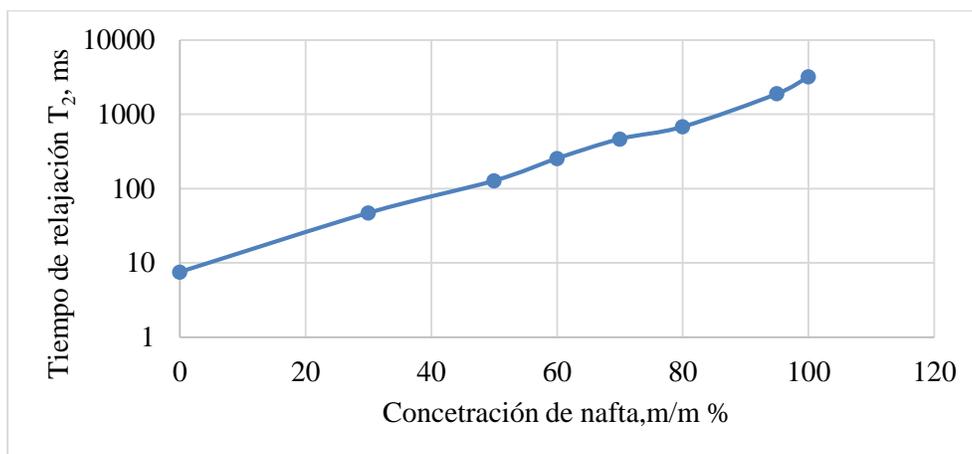


Figura 38. Tiempo de relajación promedio vs concentración de solvente- primer experimento

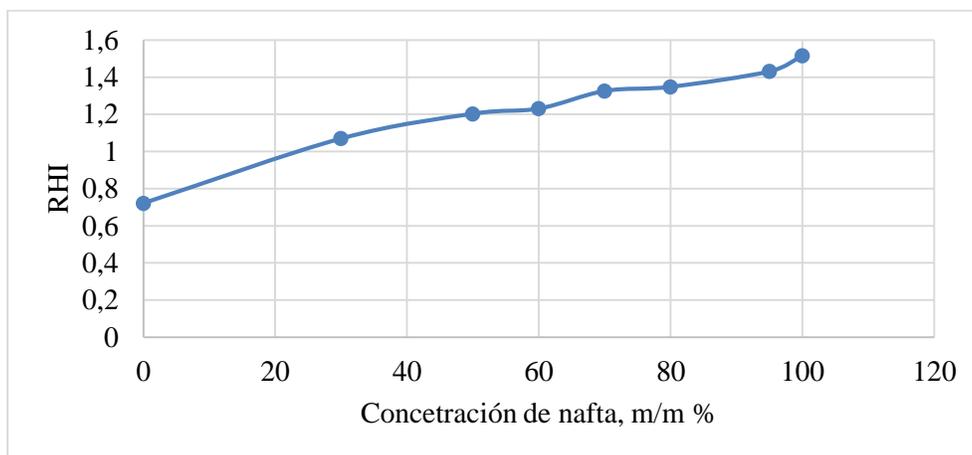


Figura 39. Índice relativo de hidrogeno vs concentración de solvente primer experimento

El proceso anteriormente explicado fue repetido para el segundo experimento, desarrollado en la Universidad Industrial de Santander, y los resultados de las tendencias de T_{2gm} y RHI con respecto a la concentración de la nafta fueron similares, como se puede ver en las figuras 40 y 41 respectivamente.

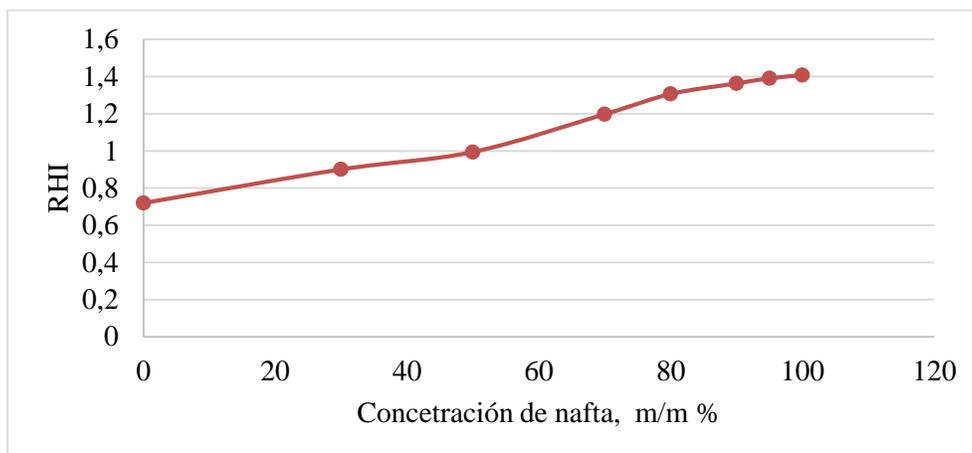


Figura 40. Índice relativo de hidrogeno vs concentración de solvente segundo experimento

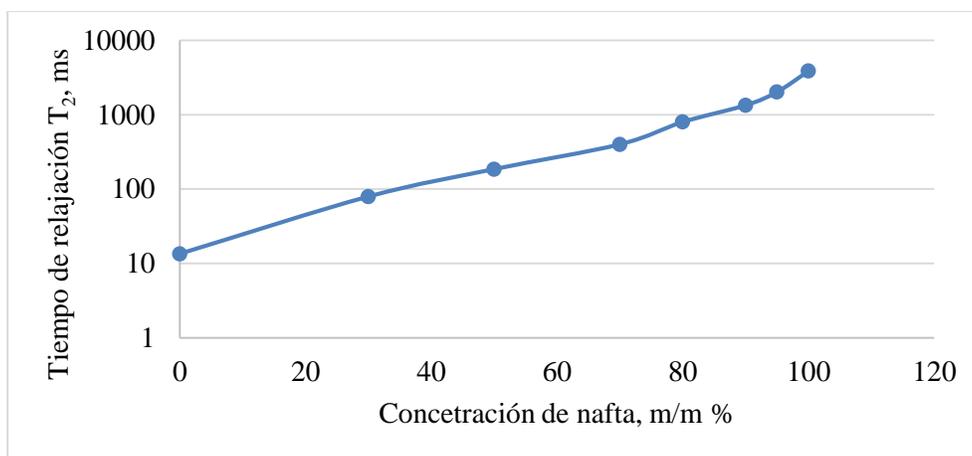


Figura 41. Tiempo de relajación promedio vs concentración de solvente- segundo experimento

Con lo mostrado en las figuras anteriores (figura 38-41), se comprueba que la concentración de nafta en la mezcla afecta de forma directa las propiedades de RMN, por lo tanto la curva de calibración debe incluir estas dos propiedades, cuyas tendencias muestran una relación como la que se ve en la ecuación 26

$$Cs = b' * \log(T_{2gm}) + c' * RHI + a' \tag{Ecuación 26}$$

Esta curva de calibración debe cambiar dependiendo del equipo de RMN usado, como se mostró anteriormente. Debido a que el primer experimento se realizó en un equipo 1.79 MHz y el segundo experimento en uno de 7.5 MHz, se obtuvieron dos curvas de calibración, cuyos valores de pendientes b', c' e interceptos a' fueron estimados después de hacer una regresión multivariable con la herramienta Excel y los resultados se exponen en la tabla 14. Finalmente, se presentan las ecuaciones (27 y 28) para el análisis de los experimentos 1 y 2 con un R²=0.998 y 0.995 respectivamente.

Tabla 14.

Valores de la pendiente e intercepte para la ecuación lineal

Constantes	1 experimento UCalgary	2 experimento UIS
a'	-36.54	-71.144
b'	37.62	21.82
c'	5.00	67.79

$$Cs = 37.62 * \log(T_{2gm}) + 5 * RHI - 36.54 \tag{Ecuación 27}$$

$$Cs = 21.82 * \log(T_{2gm}) + 67.79 * RHI - 71.144 \tag{Ecuación 28}$$

4. Sección experimental realizada en la Universidad de Calgary

4.1.Montaje experimental

El tomógrafo usado fue un equipo de tercera generación GE CT 9800, empleado para este experimento a una energía 120 Kev y corriente de 80 mA, con una matriz de 256 x 256 un campo de vista (DFOV) de 9.6 cm, por lo tanto, una resolución espacial de 0.037 cm x 0.037 cm. El montaje experimental es el mostrado a continuación en la

Figura 42. El cual está conformado por un portanúcleos de aluminio, sistema de inyección de aceite, un cilindro de gas metano, un gasómetro, medidores de presión, controlador de temperatura, sistema de recolección de aceite y balanza digital

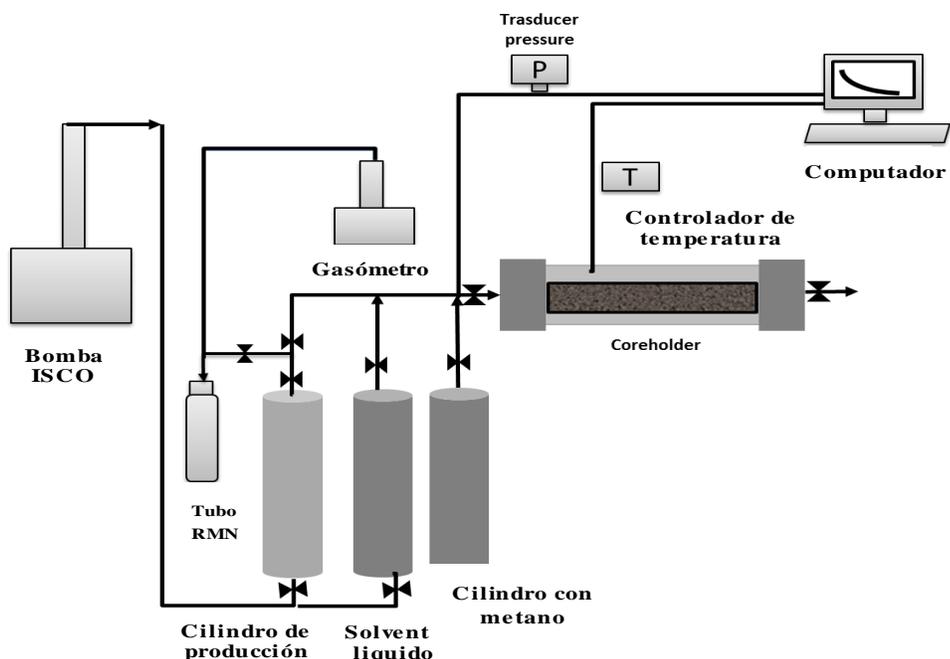


Figura 42. Montaje experimental proceso de inyección de solvente

Como se mencionó anteriormente para el presente experimento fue usado un portanúcleos de aluminio con 50 cm de longitud y 10 cm de diámetro, como se puede ver en la siguiente figura 43.



Figura 43. Portanúcleos de aluminio.

El sistema de inyección de aceite estuvo conformado por: un cilindro de acero que contenía el aceite pesado, líneas de conexión, una bomba *Back pressure regulator* (BPR) y válvulas de paso. Antes de iniciar con la saturación con aceite fue necesario hacer unas adecuaciones térmicas al sistema para poder trabajar a altas temperaturas. Las adecuaciones térmicas consistieron en rodear con cintas de calentamientos, después cubrir con aluminio, finalmente aislarlo con espuma y cubrirlo con una chaqueta térmica (figura 44), El cilindro de aluminio, las líneas de conexión y portanúcleos fueron calentados continuamente, mediante el uso de cintas de calentamiento, sensores y controladores de temperatura durante la saturación con aceite y el desarrollo del proceso de inyección cíclica de solvente. El cilindro de gas conformado por dos reguladores de presión, contenía metano con pureza de 99.99 % y fue usado en la etapa de saturación con gas. La Figura 45 muestra el sistema con la adecuación térmica durante el proceso de saturación con aceite pesado.



Figura 44. Adecuaciones térmicas antes del proceso de inyección de crudo pesado

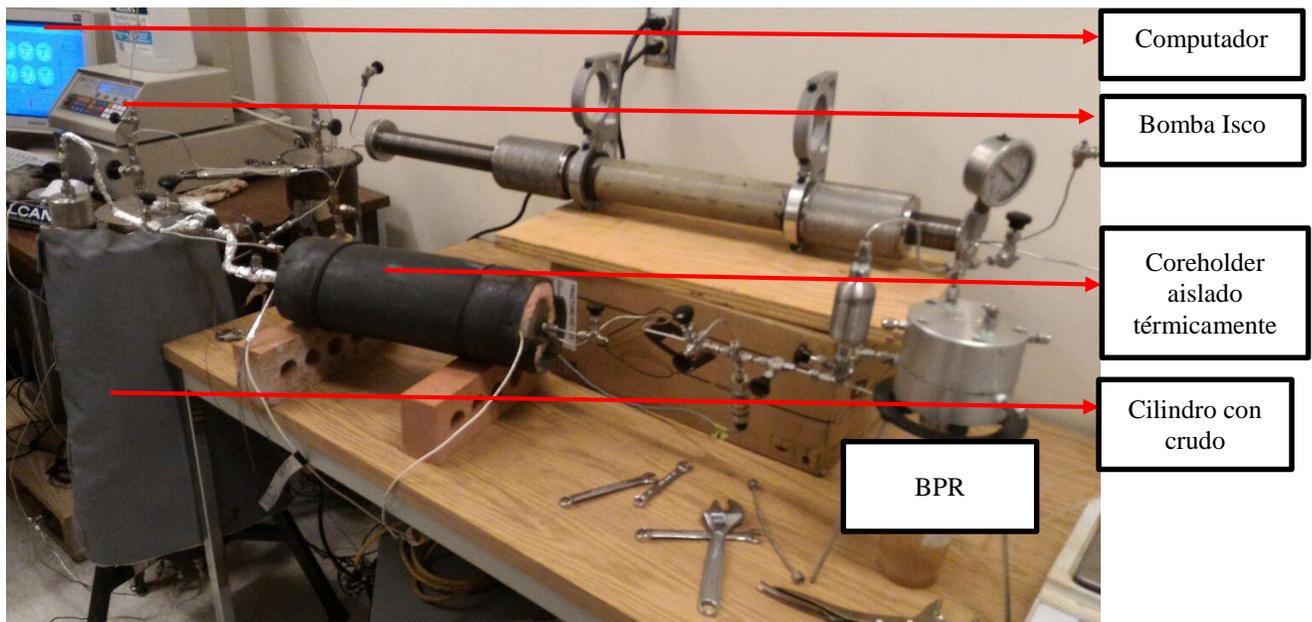


Figura 45. Sistema de inyección de crudo pesado

El sistema de inyección durante el proceso ICS estuvo formado por: un cilindro que contenía la nafta a ser inyectada, líneas de conexión, sets de válvulas, y un transductor para monitorear la presión, principalmente durante la etapa de remojo.

El sistema de producción durante el proceso de depleción y ICS fue conformado por: un cilindro vacío conectado a la bomba Teledyne Isco 260D tipo aguja para realizar la depleción controlada durante la etapa de producción y almacenar los efluentes, un gasómetro y un tubo apto para RMN, donde fue transferido el crudo y el solvente recuperado desde el cilindro previamente usado para la recuperación. A continuación en la figura 46, se muestra el sistema para el proceso de depleción e inyección cíclica de nafta para las etapas de inyección, remojo y producción.

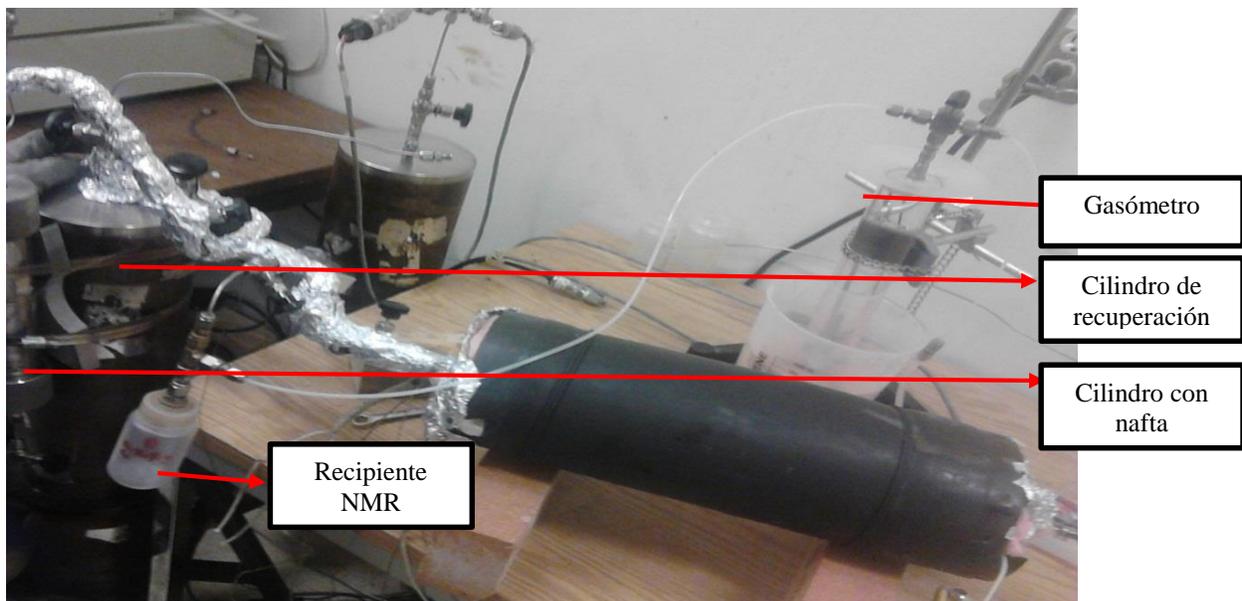


Figura 46. Sistema durante el proceso de depleción e inyección cíclica de nafta

4.2.Procedimiento

El medio poroso seco, confinado con agua a una presión de 1000 psig, fue escaneado fuera y dentro del portanúcleos , para analizar el efecto que tiene el material del portanúcleos sobre el coeficiente de atenuación del medio y tenerlo en cuenta en los números CT, obtenido en las siguientes etapas. Posteriormente, el medio poroso fue saturado con salmuera (1% NaCl) por 24 horas, en esta etapa el portanúcleos fue escaneado nuevamente para determinar el perfil de porosidades al agua.

Después de la saturación con salmuera, la temperatura del sistema fue incrementada hasta 84°C y el crudo caliente fue inyectado en el núcleo para desplazar el agua móvil, en esta parte otro escaneo fue tomado con el objetivo de analizar el perfil de saturación de aceite pesado. El aceite y la salmuera fueron recolectadas en tubo de RMN, a la salida del sistema y fueron llevados al relaxometro de bajo campo, para determinar la cantidad de agua y aceite en cada efluente y llevar a cabo el balance de masa, definiendo la cantidad de aceite inicial y agua residual.

Después, el metano fue inyectado en el medio poroso para que el sistema contara con saturación de gas inicial y así brindar compresibilidad al sistema y permitir la inyección del solvente líquido. La inyección de metano se realizó mientras todas las válvulas conectadas al sistema estaban cerradas, excepto la válvula de inyección; más tarde, la válvula de inyección fue cerrada para permitir la difusión del gas en el aceite durante un tiempo de remojo. Una vez el sistema alcanzó una presión estable, la válvula fue abierta para empezar la producción mediante un proceso controlado de depleción. En esta parte, se recuperó aceite y metano, y el núcleo fue escaneado para definir el nuevo perfil de saturaciones de aceite. La presión del sistema fue grabada continuamente en las diferentes etapas (inyección, remojo y producción).

El proceso anteriormente explicado fue repetido para cada ciclo, usando nafta como solvente líquido, el solvente fue dejado en remojo y el portanúcleos fue escaneado durante las diferentes etapas de cada ciclo (figura 47), para analizar la interacción entre el crudo y solvente líquido. La cantidad de aceite producido en cada ciclo fue determinada mediante la curva de calibración, mostrada en la ecuación 27 y construida con RMN, como se explicó anteriormente.

Cada uno de los escaneos realizados en el presente experimento siguieron los parámetros mostrados en la siguiente tabla 15.

Tabla 15.

Parámetros para realizar cada escaneo en TC

Parámetro	Valor
Voltaje	120 Kv
Corriente	80 mA
Espesor de cada slices	0.3 cm
Espacio interslice	0.5 cm
Numero de slices	31

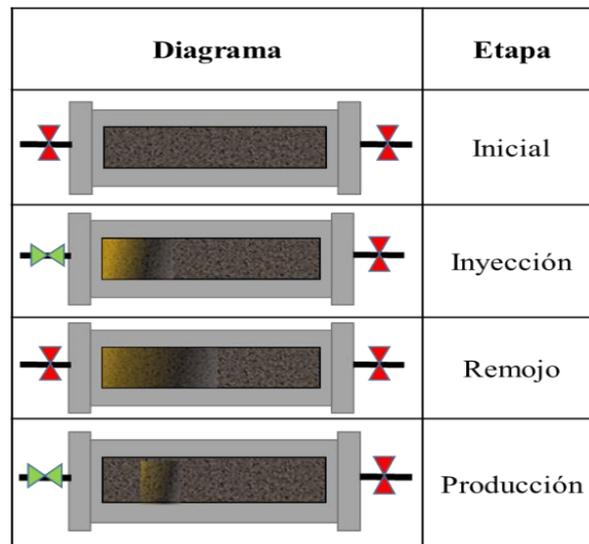


Figura 47. Comportamiento del proceso de inyección cíclico de nafta en laboratorio

4.3. Definición parámetros de diseño

Para definir algunos parámetros de diseño del proceso ICS tales como: la tasa de inyección y tiempo de remojo, se programaron las ecuaciones diferenciales de transferencia de masa mostrados en el capítulo 1, usando las propiedades de los fluidos determinadas en el capítulo 2 y propiedades petrofísicas del medio poroso.

4.3.1. Tasa de inyección. Para estimar la mejor tasa de inyección para el proceso estudiado, se determinó el perfil de concentración de solvente en la zona de mezcla, creada durante la etapa de inyección por los mecanismos de difusión efectiva y dispersión mecánica, basándose en los mecanismos de transferencia de masa. Para esto, primero se calculó coeficiente dispersión hidrodinámica con la ecuación 2 y después con la solución de la ecuación 1, se determinaron las concentraciones de nafta en la zona de mezcla, siguiendo el procedimiento mostrado en el diagrama de flujo en la Figura 48.

La Figura 49 muestra el comportamiento del perfil de concentración para diferentes tasas de inyección. Con esta figura se pudo analizar que a bajas tasas de inyección de solvente se obtendría baja dispersión de la nafta en zona de mezcla, por lo cual se decide realizar la etapa de inyección a la máxima tasa que permita la bomba empleada, para que la transferencia de masa se presente principalmente por dispersión mecánica.

Aplicando la ecuación 23, que relaciona la viscosidad con la concentración de nafta, se puede analizar el perfil de concentraciones que se obtendría para cada una de las tasas evaluadas en el medio poroso como se puede ver en la figura 50, donde se observa que con bajas tasas de inyección se tienen pequeñas zonas de transición o zonas de mezcla entre el crudo y la nafta, mientras que con altas tasas de inyección se tienen amplias zonas de mezcla y con alta concentración de solvente

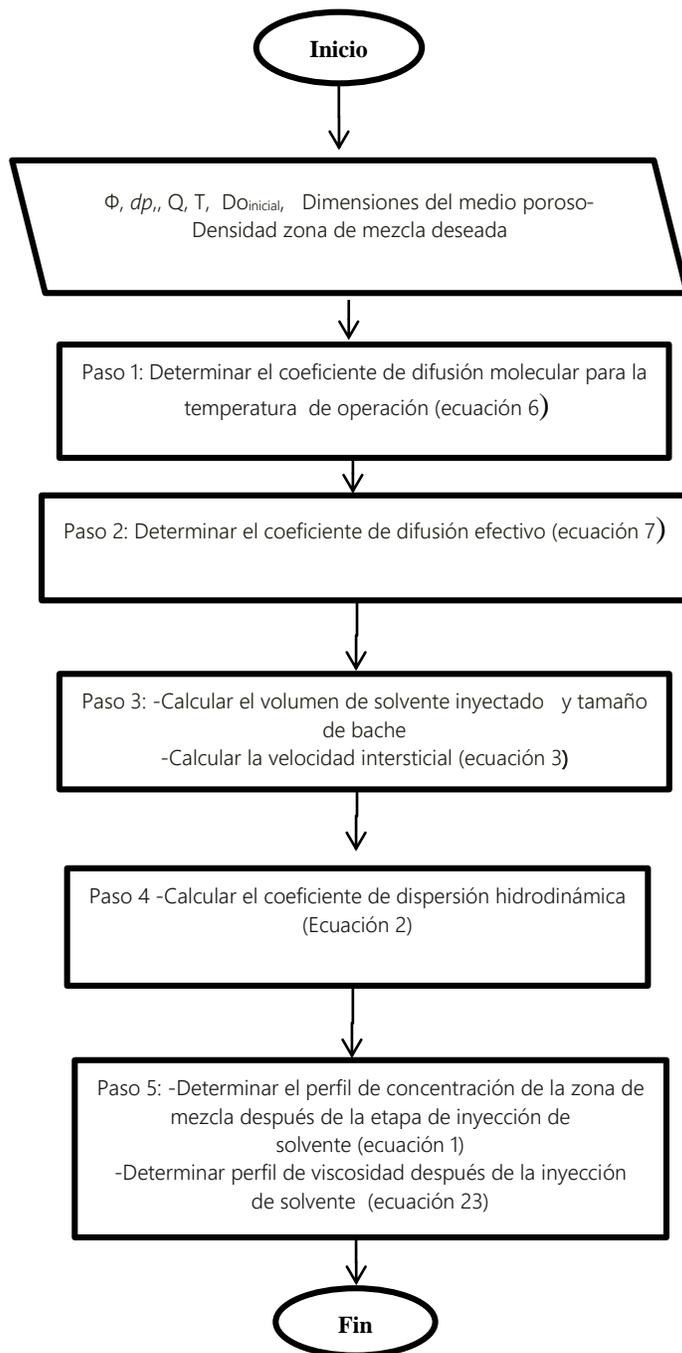


Figura 48. Diagrama de flujo: procedimiento para la determinación del tiempo de remojo ideal para ICS

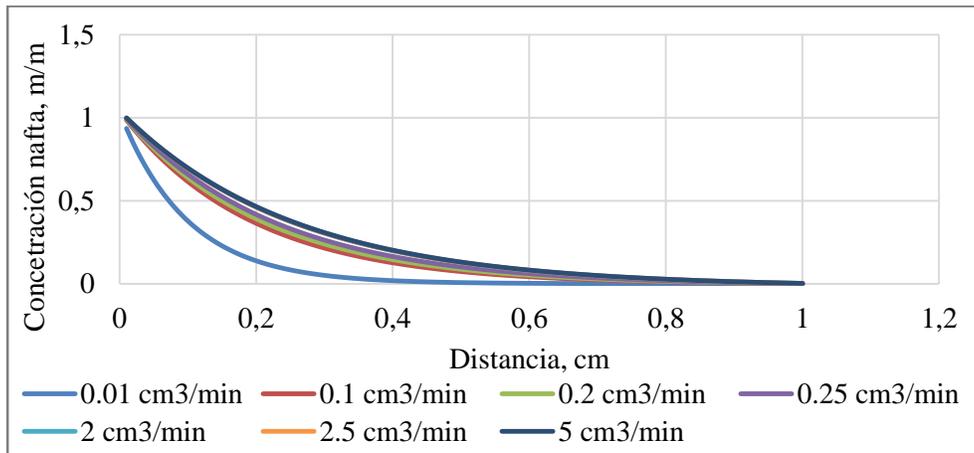


Figura 49. Comportamiento del perfil de concentraciones para diferentes tasas de inyección de nafta

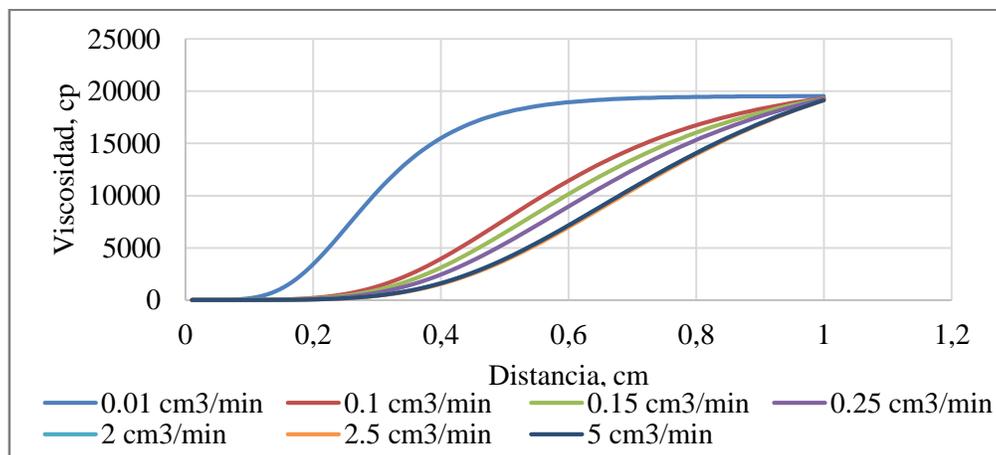


Figura 50. Comportamiento viscosidad en la zona de mezcla a diferentes tasa de inyección

4.3.2. Tiempo de remojo. Con la revisión bibliográfica mostrada en el capítulo 1, se evidenció que el tiempo de remojo comúnmente se encuentra entre 24 y 72 horas. Para este trabajo se estudió el efecto del tiempo de remojo sobre el cambio de la viscosidad promedio en la zona de mezcla, partiendo de la solución matemática de la ecuación de Fick (ecuación 4) y usando el menor

coeficiente de difusión molecular determinado en el capítulo 2, ya que el gradiente de concentración entre la mezcla y el crudo después de etapa de inyección es muy pequeño.

El punto de partida para el estudio del tiempo de remojo es el perfil de concentración formado después de la etapa de inyección y el criterio de parada es el cambio de la viscosidad promedio de la zona de mezcla, como se puede ver el siguiente diagrama de flujo (figura 51).

Como se puede ver en el mapa de concentraciones (figura 52), el principal cambio de concentración se da durante las primeras horas de contacto entre el crudo y solvente; sin embargo, después de 20 horas de remojo no es evidente la expansión de la zona de mezcla ni cambio en el perfil de concentraciones, ya que la transferencia de masa no es significativa. Esto también se puede observar en la figura 53, donde se ve que la variación en los perfiles de viscosidades es muy pequeño e insignificante después de cierto tiempo de remojo

Como se puede ver en la figura 54, el cambio del promedio de viscosidad durante el tiempo de remojo no fue grande, ya que en esta etapa solo está presente como mecanismo de transferencia de masa la difusión efectiva y el aporte para la expansión de la zona de mezcla es mínimo. Por esta razón se decide dejar un tiempo de remojo entre 20 y 24 horas, para altas de inyección de solvente en el presente experimento, puesto que después de este tiempo el cambio de la viscosidad promedio en la zona de mezcla puede ser despreciable.

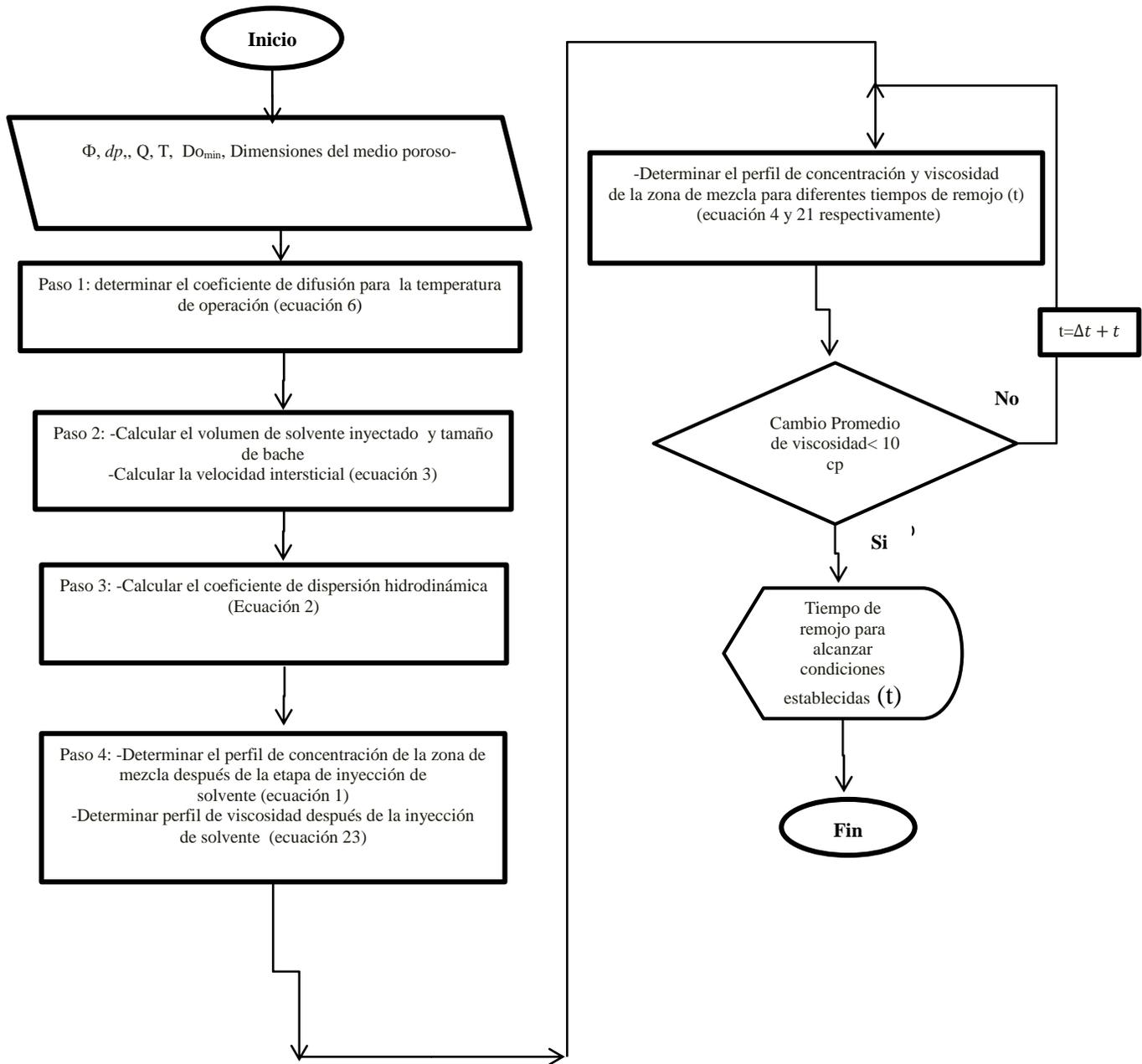


Figura 51. Diagrama de flujo: procedimiento para la determinación del tiempo de remojo ideal para un proceso de inyección de solventes

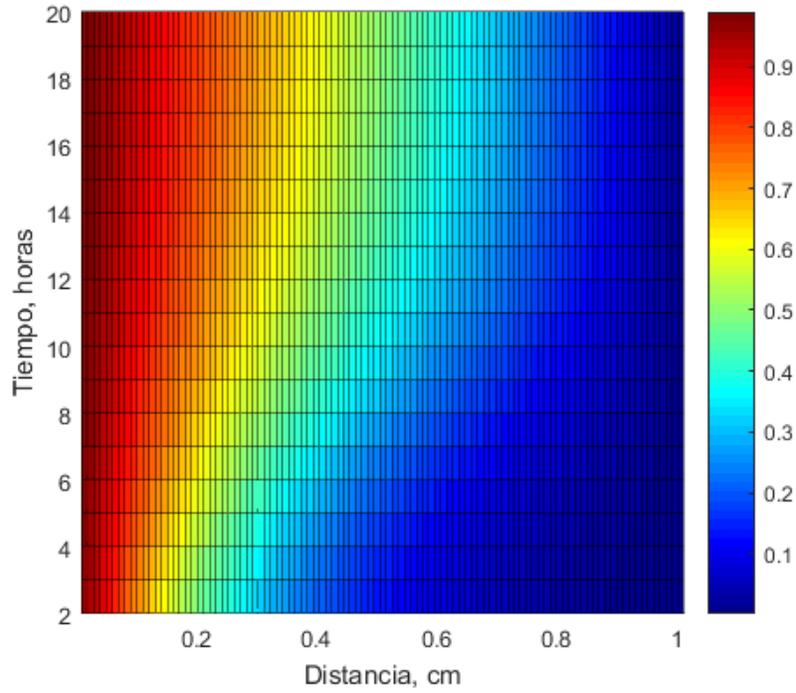


Figura 52. Mapa de concentraciones respecto a la posición y tiempo

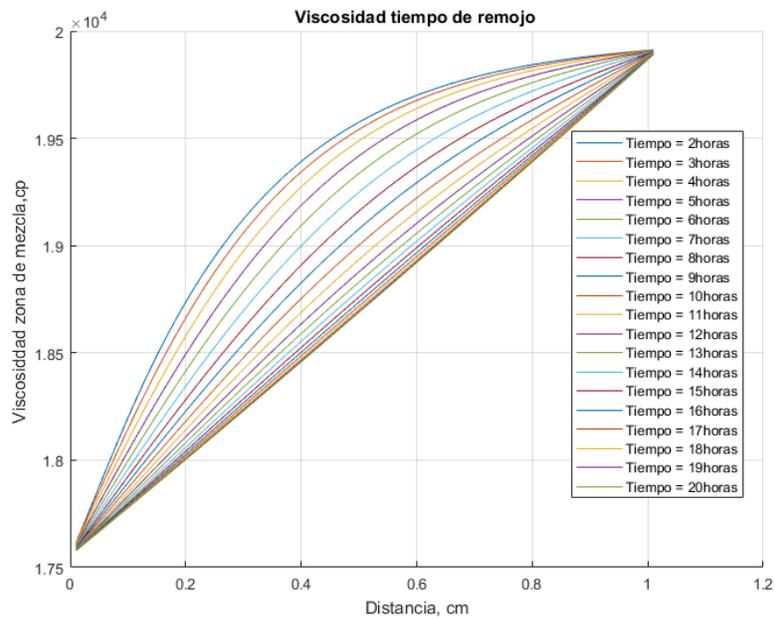


Figura 53. Perfil de viscosidades en la zona de mezcla durante el tiempo de remojo

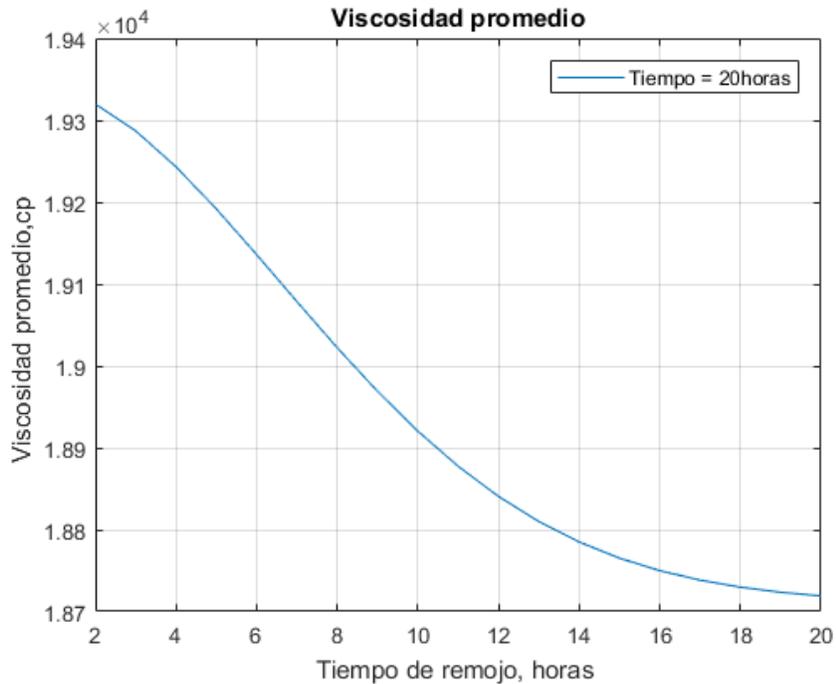


Figura 54. Comportamiento de la viscosidad promedio en la zona de mezcla para diferentes tiempos de remojo

4.4.Desarrollo del protocolo experimental

Antes de iniciar con el proceso de inyección cíclica de solventes, usando nafta como diluyente líquido hidrocarburo, fue necesario realizar otros procedimientos con el fin de conocer propiedades del medio poroso tales como: permeabilidad absoluta y porosidad tanto al aire como al agua y llevar el medio poroso a condiciones de saturación inicial. Para este caso en particular fue preciso tener saturación inicial de gas y gas libre, para que el sistema contara con la compresibilidad suficiente y permitiera la posterior inyección de nafta. La tomografía computarizada estuvo en cada una de estas etapas, con el fin de definir el perfil de porosidad, perfil de densidad y distribución de saturaciones en el medio poroso, la resonancia magnética nuclear fue usada durante

la etapa de saturación con aceite pesado para determinar la cantidad exacta de agua que se produce con el aceite y así estimar la saturación de agua irreducible. Cada uno de estos procedimientos se explicara a continuación en el apéndice A.

4.5. Análisis de resultados experimento universidad de Calgary

En el presente capítulo se muestra el análisis de resultados del proceso de inyección cíclica de nafta. En la primera sección, se exponen los resultados del proceso obtenidos con balance de materia convencional. En las siguientes secciones, se muestra el análisis cualitativo con los mapas de densidades CT del medio poroso bajo las diferentes etapas del proceso y finalmente el análisis cuantitativo mediante el análisis de los perfiles de porosidad, densidad aparente y saturación de aceite

La tabla 23 resume las condiciones y resultados del proceso de depleción y los 4 ciclos desarrollados, usando nafta como solvente líquido.

Tabla 16.

Resumen resultados del proceso de inyección de metano y nafta

Propiedad	Depleción	Ciclo 1	Ciclo 2	Ciclo 3	Ciclo 4
Presión de inyección de metano (psia)	600	-	-	-	-
Volumen muerto producción (cm ³)	11.11				
Presión de inyección de nafta (psia)	--	560	538	589	600
Nafta inyectada (cm ³)	---	5.78	4.04	4.39	4.35

Nafta inyectada (g)		3.80	2.65	2.87	2.89
VP nafta inyectada (vp)		0.14	0.10	0.11	0.11
Tiempo de remojo (h)	42	24	24	24	48
Presión inicial de producción (psia)	300	150	538	589	600
Presión final de producción (psia)	98	95	115	96	95
Aceite recuperado (g)	3.52	3.66	1.52	1.87	0.75
Recobro incremental de aceite por ciclo (%)	12.7	12.77	7.28	8.23	1.82
Recobro de aceite acumulado (%)	12.7	23.90	29.4	35.26	36.45
Solvente recuperado (por ciclo g)	--	3.77	1.880	3.42	0.68
Solvente atrapado (g)	--	0.031	1.55	0.26	2.48
Solvente disponible (g)	--	3.80	3.43	3.69	3.16
Tasa de depleción (psi/min)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

4.5.1. Análisis convencional De acuerdo a la

Figura 55 y la tabla 23, el factor de recobro aumentó de un ciclo a otro y luego disminuyó. Con los resultados obtenidos, se analizó que esta fluctuación en la cantidad de aceite recuperado, se da por el efecto competitivo entre la reducción de saturación de aceite disponible para cada ciclo en las vecindades de la zona de inyección/producción y el incremento del solvente atrapado en el medio poroso como se explicará más adelante.

En la tabla 23 se muestra que casi 42% del OOIP fue recuperado después de desarrollar la depleción primaria y aplicar los cuatros ciclo de inyección de nafta. De la cantidad recuperada 30.11% del OOIP fue recuperado por el desarrollo de la inyección cíclica de nafta.

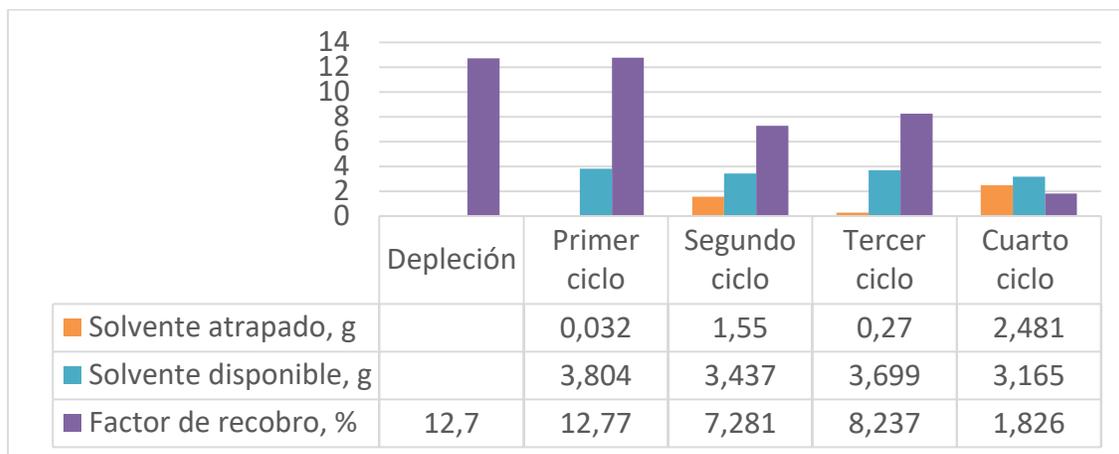


Figura 55. Factor de recobro por cada ciclo

Los resultados indican, que la máxima producción fue obtenida en el primer ciclo con 12.77% del OOIP recuperado, debido a que en esta etapa se tenía la máxima saturación de aceite en las vecindades de la zona de inyección/producción.

En el segundo ciclo se obtuvo un decremento de la producción con 7.28% del OOIP, lo cual fue relacionado con la disminución de aceite disponible para este ciclo en las vecindades del lado productor.

En el tercer ciclo una mayor producción fue alcanzada con respecto al segundo ciclo con 8.23% del OOIP recuperado. Esto se atribuye a que en este ciclo fue donde se tuvo mayor cantidad de solvente disponible, como se puede ver en la

Figura 55, debido a que cierta cantidad de nafta inyectada en los ciclos anteriores (primero y segundo) quedo atrapada en el medio poroso. Esta nafta quedó en el núcleo, ya que posiblemente

se mezcló con el crudo pero no logró disminuir notoriamente su viscosidad, por lo tanto, la mezcla no contó con la movilidad suficiente para ser producida. Esto se puede corroborar en la Figura 56, donde se ve que la viscosidad de la mezcla producida en estos ciclos es mayor con respecto a los otros dos ciclos (tercero y cuarto ciclo), esto debido a la baja concentración del solvente en los efluentes. Por lo tanto, se pudo inferir que al inyectar solvente en el tercer ciclo, este aportó una disminución adicional de la viscosidad, permitiendo mejorar su movilidad en el medio poroso, por esta razón en este ciclo se tiene un aumento en la producción de aceite y es donde se tiene menor viscosidad de la mezcla, puesto que se recupera gran cantidad del solvente que se había quedado atrapado en el medio poroso de los ciclos pasados.

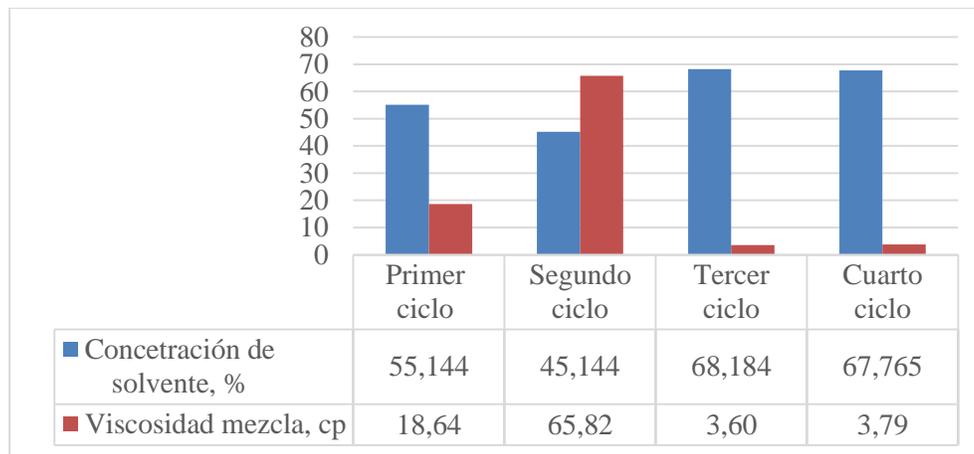


Figura 56. Comportamiento de la viscosidad de la mezcla producida.

Finalmente, en el último ciclo se obtuvo la menor producción de aceite pesado, a pesar de que este tuvo el mayor tiempo de remojo, sin embargo en este ciclo se contaba con menor saturación de aceite remanente y con menor cantidad de nafta en el medio poroso, ya que la mayoría de este se había recuperado en el tercer ciclo.

Por lo anteriormente explicado, se puede concluir que el factor de mayor importancia en este tipo de procesos es la saturación de aceite, ya que el primer ciclo fue donde se obtuvo mayor recuperación. Por otro lado es necesario tener en cuenta que el solvente queda atrapado en el medio poroso y su efecto se ve en etapas tardías del proceso ICS, causando una fluctuación en el factor de recobro del crudo en cada ciclo.

Otra observación importante en el desarrollo del experimento fue que al transcurrir los ciclos el sistema fue menos compresible, ya que había menor cantidad de gas en el medio poroso, debido a que cierta cantidad de este se produjo junto con el aceite en cada ciclo. La máxima producción se obtuvo durante la depleción y el primer ciclo. Esto se puede evidenciar en la Figura 57, donde se presenta la producción acumulada del metano al transcurrir el proceso ICS. La producción de gas causó que en cada ciclo disminuyera la cantidad de nafta inyectada como se puede ver en la tabla 23.

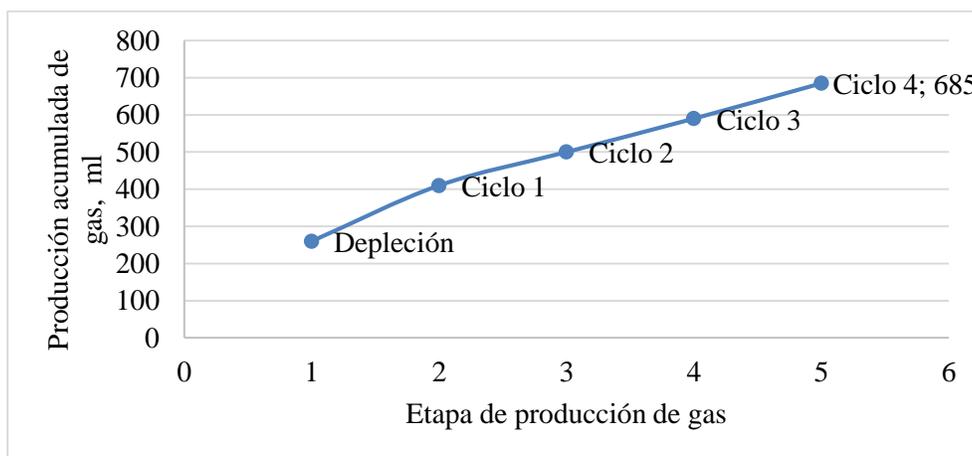


Figura 57. Producción acumulada de metano

4.5.2. Análisis con imágenes CT y mapas de densidad aparente. En esta sección se muestra los análisis a nivel cualitativo de los mapas de densidad con las imágenes adquiridas después de escanear la muestra, procesar la data con el programa *image j* y aplicar las correlaciones obtenidas de la curva de calibración para cada etapa (ecuación 33-38).

En los mapas de densidad mostrados en las figuras 70-72, obtenidos durante el proceso de saturación, el *slice* en la parte superior izquierda corresponde al lado de inyección. El lado de producción está en el *slice* ubicado en la parte inferior derecha. Para el proceso de depleción e inyección cíclica de solvente (figuras 73-75) la zona de inyección/producción está en el *slice* situado en la parte superior izquierda de los mapas de densidad.

En la Figura 58 se muestra el medio poroso seco con un rango de densidad aparente entre 1.8 y 2.0 g /cm³, en este se puede analizar que el núcleo presentaba cierta heterogeneidad, ya que se observa que su densidad aparente era menor en los *slices* cercanos al lado inyector, lo que podría interpretarse como mayor porosidad al aire en las primeras secciones del medio poroso.

$$Densidad = 0.7743CT + 1162.6$$

Ecuación 29

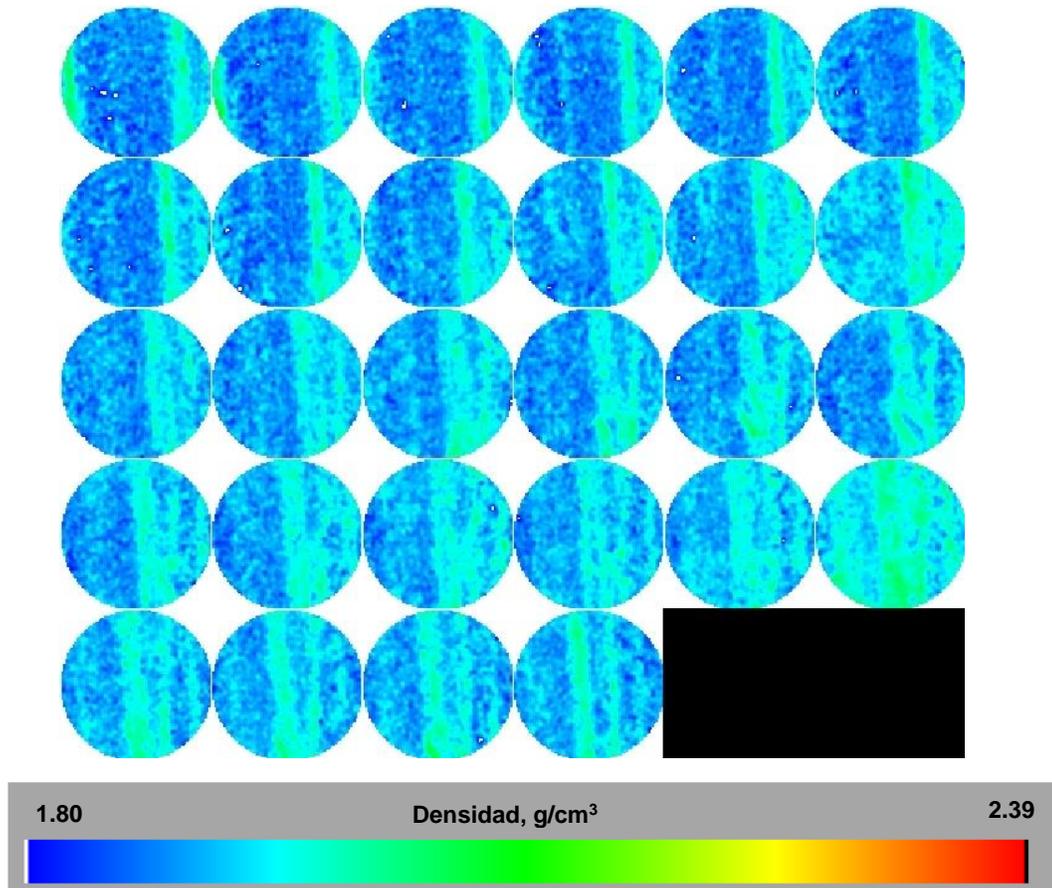


Figura 58. Mapa de densidad muestra seca dentro del portanúcleos

Después de la saturación con agua, la densidad aparente del sistema aumentó, ya que el aire que ocupaba el medio poroso fue reemplazado por la salmuera inyectada, como se puede ver en la Figura 59. En esta etapa es donde se alcanzó la mayor densidad aparente del sistema, puesto que la salmuera a la condiciones de operación tenía una densidad superior que los demás fluido empleados.

$$Densidad = 0.8208CT + 1182.3 \quad \text{Ecuación 30}$$

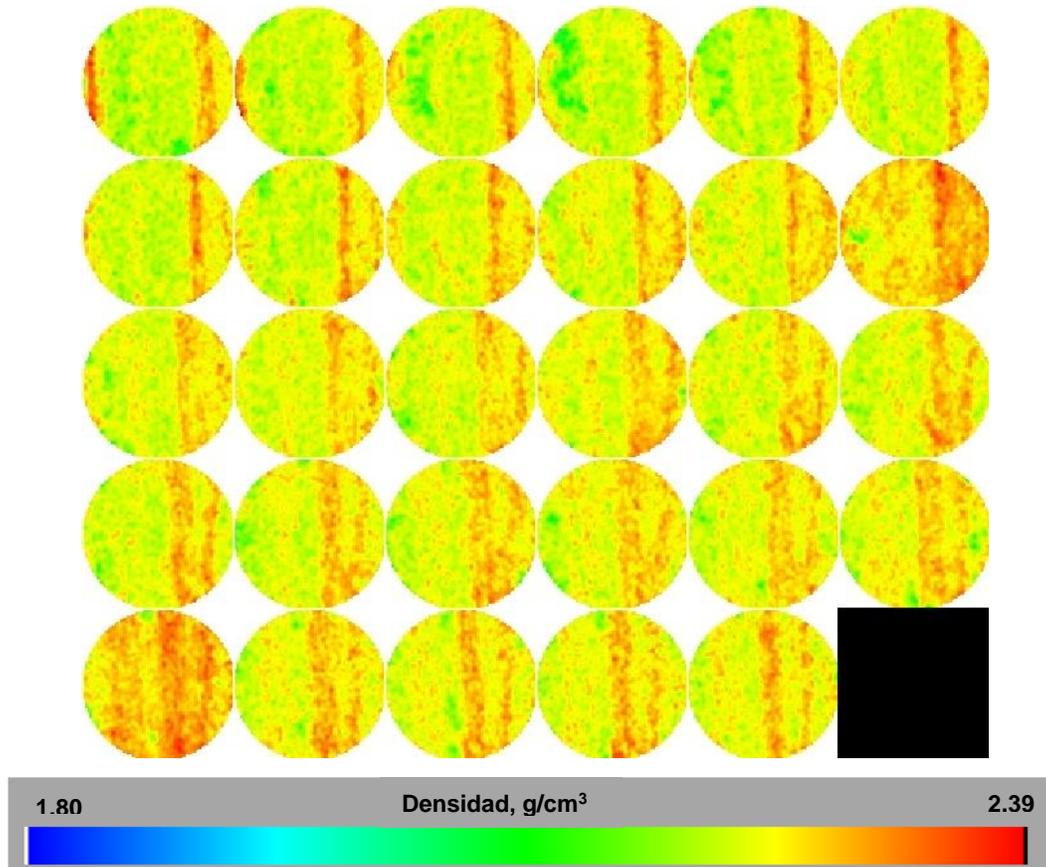


Figura 59. Mapa de densidad muestra saturada 100% con salmuera

Figura 60 muestra el medio poroso después de la inyección de los 3.4 VP de crudo pesado. Se puede analizar de acuerdo al mapa de densidades aparentes, que el núcleo no fue homogéneamente saturado con el aceite pesado, ya que el sistema presentaba menor densidad aparente en los primeros *slices* con respecto al resto de los *slices* del medio poroso. Esto indica que la mayor cantidad de aceite estaba cerca de la zona de inyección. La densidad aparente del sistema comenzó a aumentar a medida que se acercaba al lado productor, puesto que había mayor cantidad de agua que no pudo ser desplazada por el aceite durante el proceso de saturación, debido a que

posiblemente se creó un canal preferencial que evitó que la salmuera en el medio poroso fuese contactada por el aceite desplazante

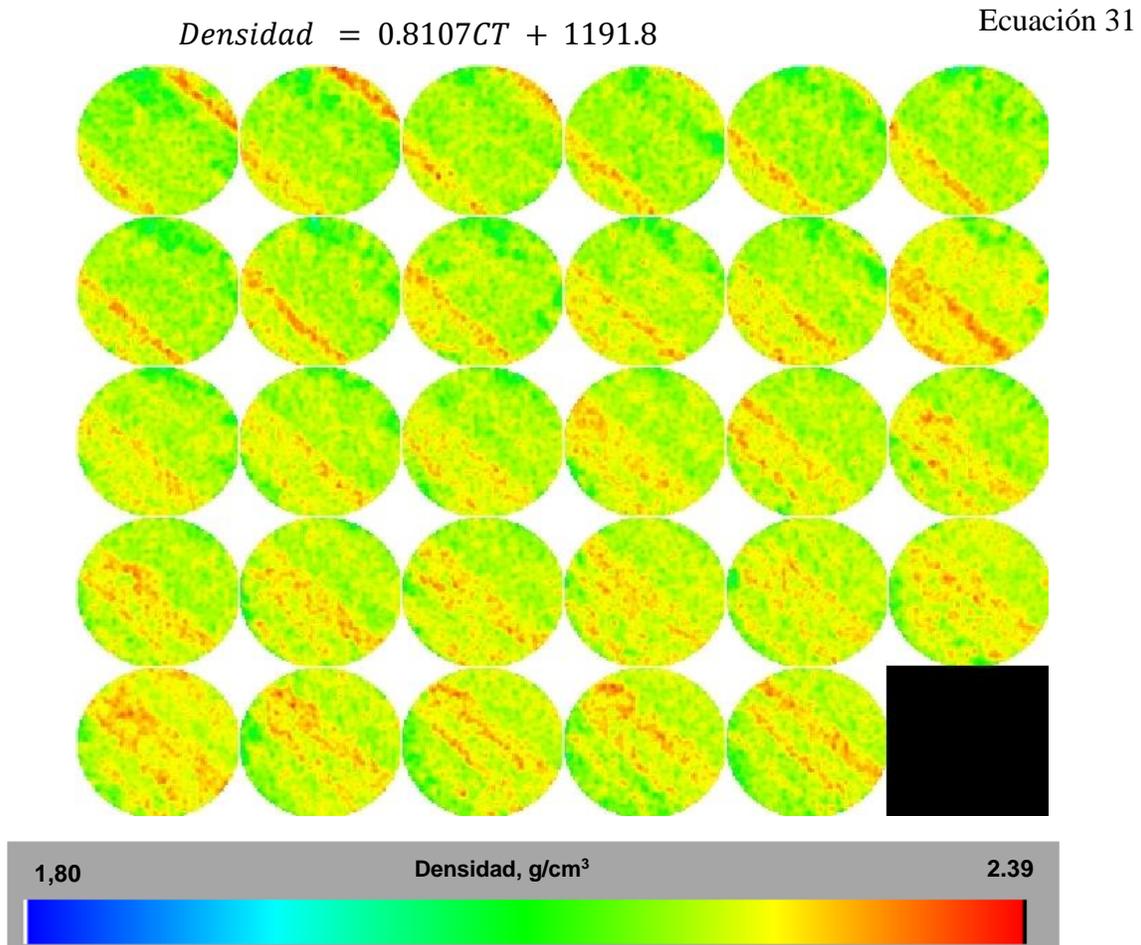


Figura 60. Mapa de densidad muestra saturada con aceite

Las imágenes de distribución de densidad después de la inyección de metano y respectivo proceso de depleción son mostradas en la Figura 61, donde se puede analizar, que después de la inyección del metano se logró mejorar la distribución del aceite en el medio poroso, ya que no existió una gran variación en la distribución de densidades.

$Densidad = 0.8107CT + 1210.3$ Ecuación 32

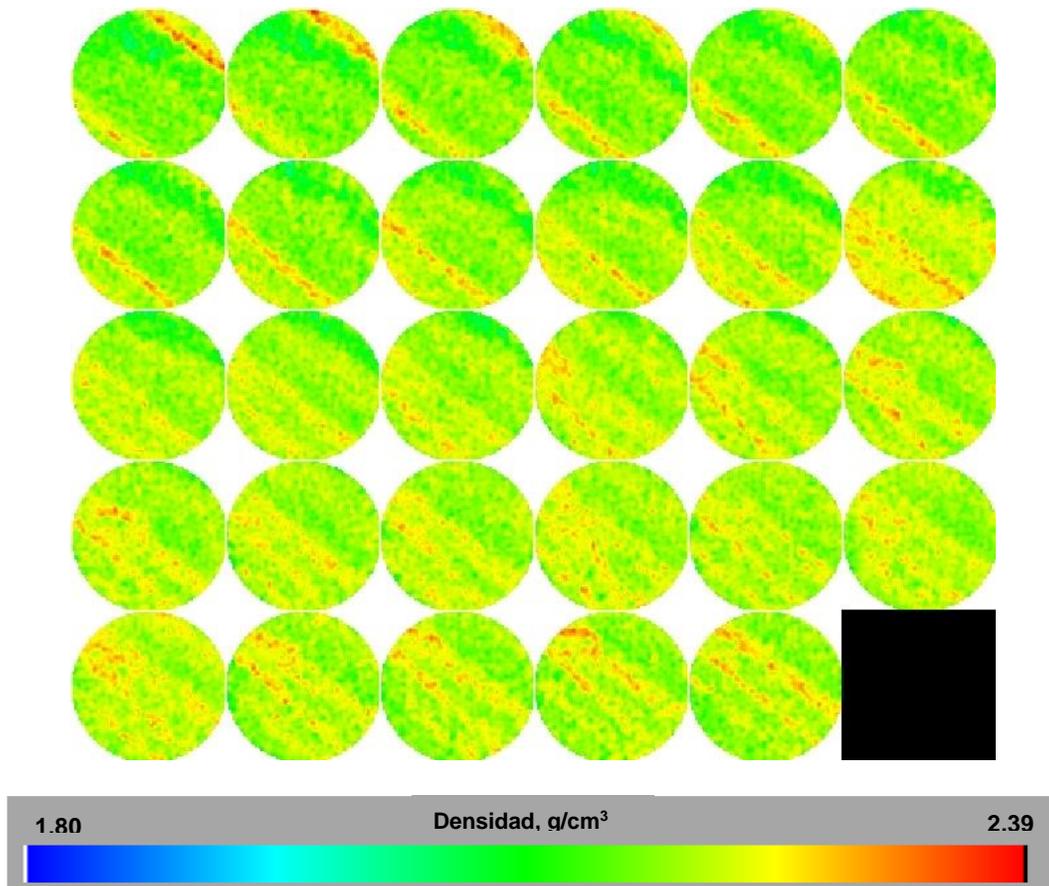


Figura 61. Mapa de densidad muestra después de la inyección de metano y proceso de depleción

En la

Figura 62, se muestra el mapa de densidades aparentes del sistema después de la etapa de inyección de la nafta, en el cual no se logra percibir diferencia con respecto al mapa de densidades mostrado después de la depleción con metano, a pesar de que en esta etapa se inyectó un fluido con menor densidad (figura 73), ya que la nafta inyectada comenzó a mezclarse con el crudo por el mecanismo de dispersión hidrodinámica, creando una zona de mezcla cuya densidad aumentó progresivamente y fue difícil diferenciarla del crudo y la salmuera en el medio poroso. Sin embargo, en la Figura 64, donde se presentan la comparación de los primeros slices del sistema

antes y después de la inyección de nafta y después del tiempo de remojo, se puede identificar que hubo una leve disminución de la densidad en los primeros slices por el efecto de la dilución con la nafta.

Después de la etapa de remojo, se percibió que hubo unas zonas en las que aumentó la densidad aparente, ya que durante esta etapa hubo movimiento de moléculas desde el crudo hacia la nafta o en este caso hacia la zona mezcla crudo-nafta, creada durante la etapa de inyección, lo cual causó un leve aumento en la densidad aparente del sistema, como se puede ver en la figura 75 y 76.

Las figuras que se analizaron anteriormente son para el primer ciclo, sin embargo los otros ciclos mostraron resultados similares a los explicados previamente

$$Densidad = 0.8107CT + 1169.7$$

Ecuación 33

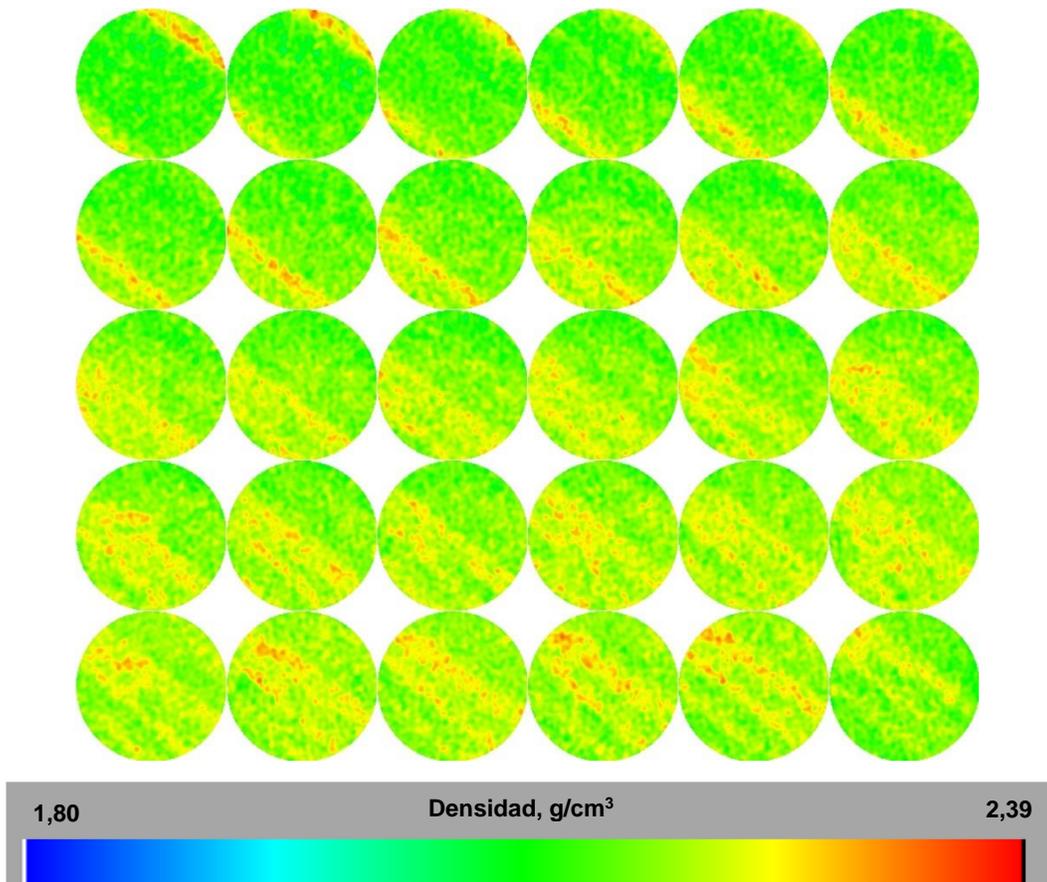


Figura 62. Mapa de densidad muestra después de la inyección de nafta

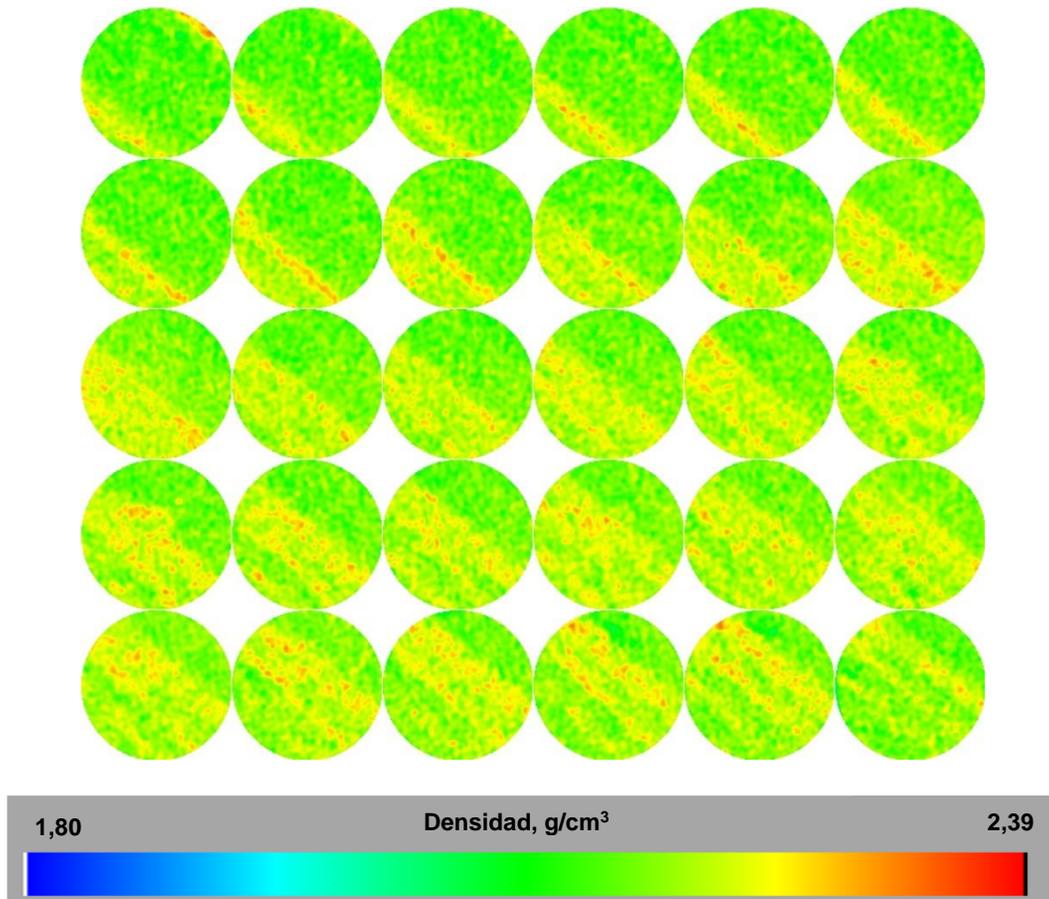


Figura 63. Mapa de densidad muestra después del tiempo de remojo

A continuación en la Figura 64 se presenta un resumen de los primeros slices de los mapas de densidad aparente para cada una de las etapas del experimento

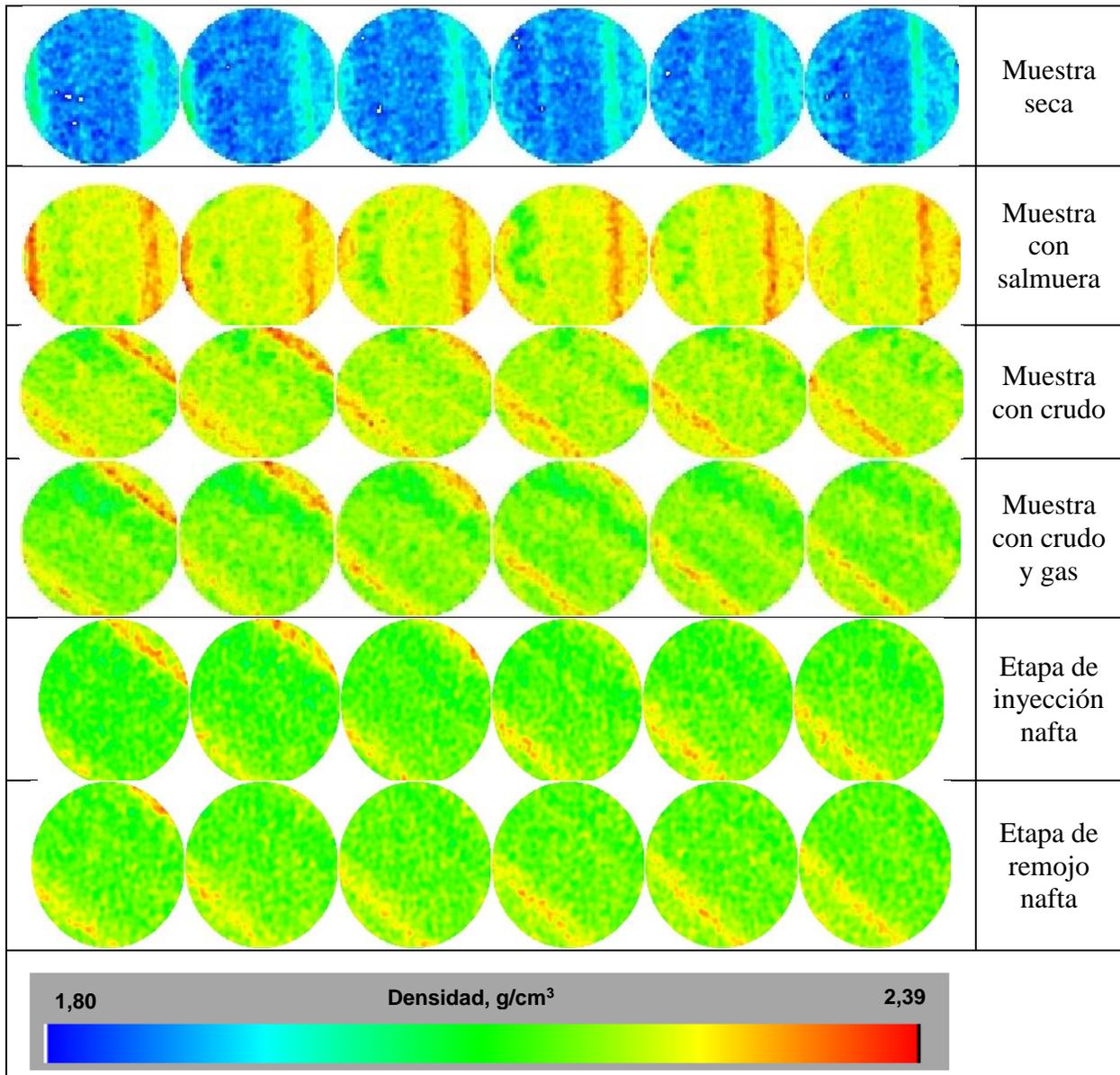


Figura 64. Comparación primeros slices mapas de densidades diferentes etapa del experimento

4.5.3. Análisis cuantitativo con los resultados obtenidos de TC. En esta sección se realiza el análisis cuantitativo de los resultados mediante la evaluación de los perfiles de porosidad al aire y

distribuciones de densidad aparente y saturación de aceite para cada una de las etapas del proceso ICS.

4.5.4. Perfil de porosidad. Como se pudo analizar en el capítulo 1, los métodos convencionales basados en balance masan solo proporcionan el valor promedio de porosidad para un medio poroso; sin embargo con el apoyo de la tomografía computarizada la heterogeneidad puede detectarse mediante la distribución de la porosidad a lo largo del núcleo estudiado.

Para la determinación de la porosidad al aire y al agua se resolvieron las ecuaciones 13 y 14 como se ve en las ecuaciones 38 y 39 respectivamente.

$$\phi_{aire} = \frac{\rho_{b_{seco\ escan}} - \rho_{b_r}}{\rho_{b_{aire}} - \rho_{b_r}} \quad \text{Ecuación 34}$$

Donde $\rho_{b_{seco\ escan}}$ es la densidad aparente del medio poroso seco y limpio para cada uno de los slices, valores obtenidos después de convertir los números CT con la curva de calibración. La densidad de grano (ρ_{b_r}) calculada fue 2.65 g/cm^3 y la densidad del aire 0.0012 g/cm^3 .

$$\phi_{agua} = \frac{\rho_{b_{salmuera\ escan}} - \rho_{b_r}}{\rho_{b_{agua}} - \rho_{b_r}} \quad \text{Ecuación 35}$$

Donde $\rho_{b_{salmuera\ escan}}$ es la densidad aparente del medio poroso saturado con salmuera para cada uno de los slices y la densidad de agua fue 0.990 g/cm^3

La distribución de porosidades al aire y porosidades al agua son mostradas en las figuras 77 y 78. En estas figuras se muestra que la mayor porosidad se encuentra al inicio del medio poroso cerca al lado inyector del sistema, lo cual coincide con lo analizado en la sección anterior con los mapas de densidad aparente del medio poroso seco y saturado con salmuera.

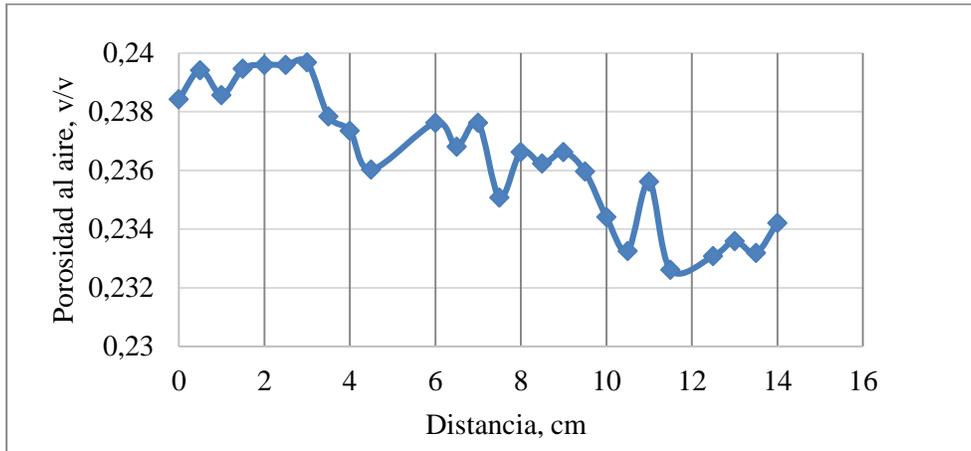


Figura 65. Distribución de porosidad al aire

Tabla 17

Comparación de la porosidad promedio al aire

Promedio porosidad al aire por balance de masa	Promedio porosidad al aire por TC	% Error
0.234	0.236	1.06

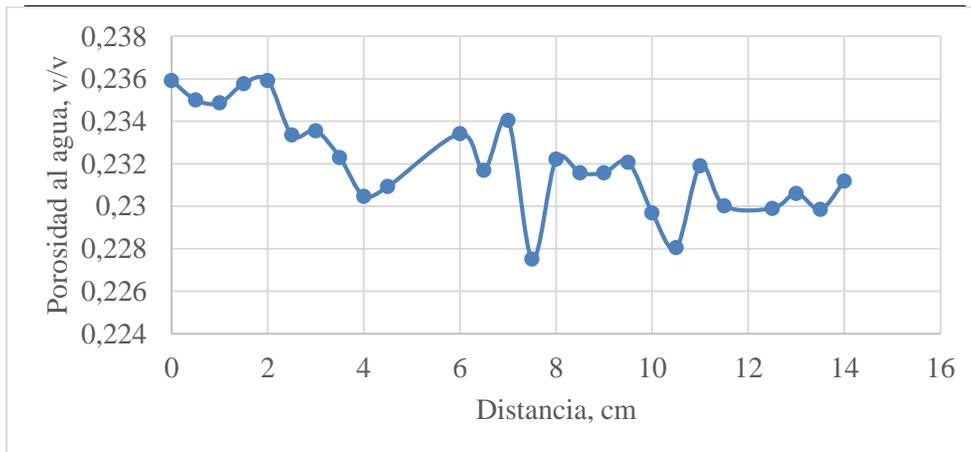


Figura 66. Distribución de porosidad al agua

Tabla 18.

Comparación de la porosidad promedio al agua

Promedio porosidad al agua por balance de masa	Promedio porosidad al agua por TC	% Error
0.232	0.231	0.2

Los promedios de las porosidades, determinadas en el capítulo 4 con balance de masa a través del método gravimétrico, fueron comparados con los promedios de las porosidades calculadas con las densidades CT (tablas 24 y 25). Los resultados muestran que a pesar de que los valores de porosidad en cada slice fueron diferentes con TC, su promedio presentó un buen ajuste con el estimado mediante balance de masa, mostrando errores inferiores al 2%.

4.5.5. Perfiles de densidad. En la Figura 67, se puede ver el perfil de densidades aparentes para cada una de las etapas de proceso. En esta figura se puede analizar que el escenario con menor densidad aparente se obtiene cuando el medio poroso está saturado con aire; es decir, cuando la muestra esta seca y limpia. El escenario con mayor densidad aparente se tiene cuando el núcleo está saturado con salmuera, ya que a las condiciones de operación, la salmuera es el fluido con mayor densidad comparado con el crudo pesado, nafta y metano.

Después de la inyección del crudo pesado colombiano, la densidad del sistema disminuyó, sin embargo, cerca de la zona de producción la densidad aparente fue mayor y trató de igualarse a la del medio poroso saturado 100% con salmuera, lo que indica que en esta zona el medio poroso tiene mayor cantidad de agua que de aceite.

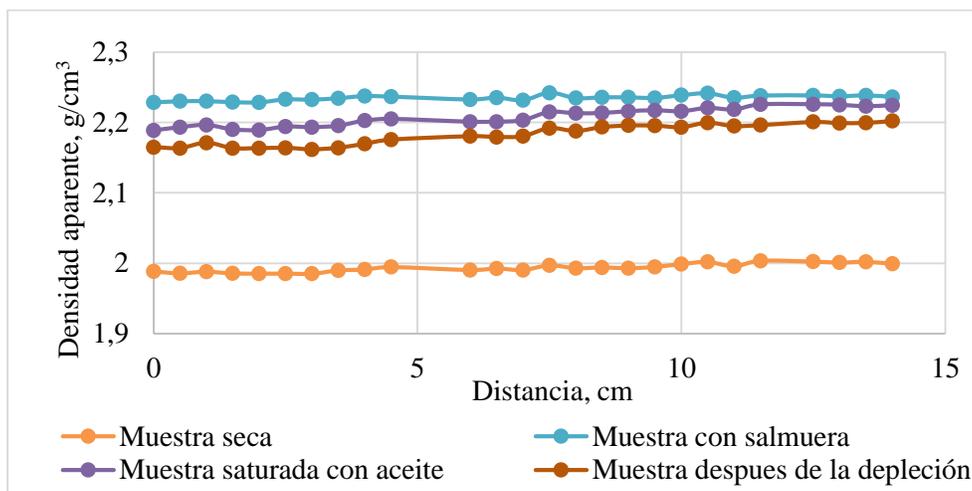


Figura 67. Perfiles de densidad aparente del sistema para las diferentes etapas

Durante el proceso de inyección de solventes, la nafta inyectada desplazó el crudo a medida que se mezclaba con este, llenando con la mezcla crudo-nafta un volumen del medio poroso que inicialmente estaba ocupado principalmente con aceite. Debido a que la densidad de dicha mezcla es menor que la del aceite pesado, el promedio de la densidad aparente cerca al lado inyector disminuyó después de esta etapa (figura 80). Como se muestra en la Figura 68, durante esta etapa la zona de mezcla creada tenía un perfil de densidad creciente, debido a que la concentración de nafta disminuyó progresivamente por los efectos de la difusión efectiva y dispersión mecánica. Posteriormente, la zona de mezcla se expande durante la etapa de remojo, causando que la densidad aparente en los primeros 2.0 cm aumentara, debido a que componentes del crudo se movieron y enriquecieron la zona de mezcla.

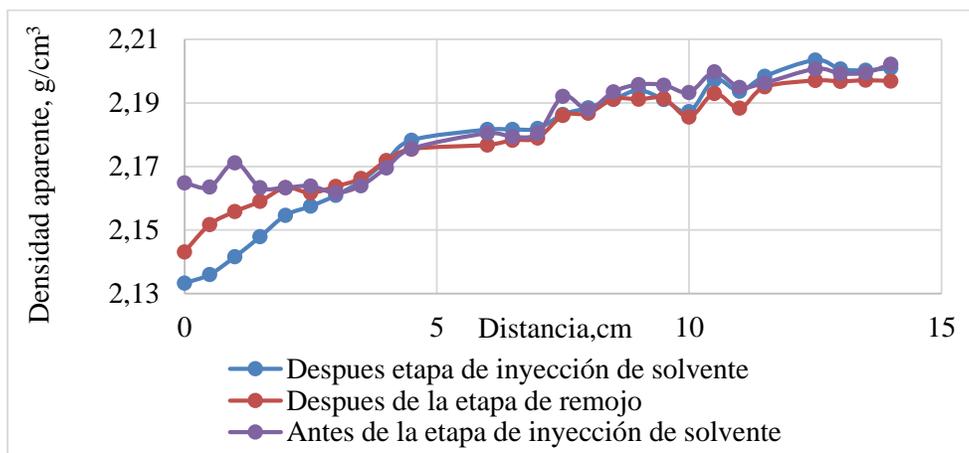


Figura 68. Perfiles de densidad para el primer ciclo de inyección de nafta

Ese mismo comportamiento se repitió en cada uno de los ciclos, con la principal diferencia en el valor de la densidad aparente del sistema como se puede ver en la Figura 69, donde se muestra el perfil de densidad aparente después de la etapa de inyección de nafta y remojo para el segundo y tercer ciclo. En esta figura, se puede observar que durante el tercer ciclo, la densidad aparente en los primeros *slices* del sistema fue menor al compararlo con la del segundo ciclo en esta misma zona, a pesar de que en el segundo ciclo se tuvo mayor cantidad de gas (figura 63); sin embargo, como se explicó anteriormente, el sistema para el tercer ciclo contenía nafta adicional, que había quedado atrapada de los ciclos anteriores, la cual estaba diluida en el crudo y logro reducir su viscosidad y densidad, por esta razón se obtuvieron menores densidades aparentes para el sistema en dicho ciclo

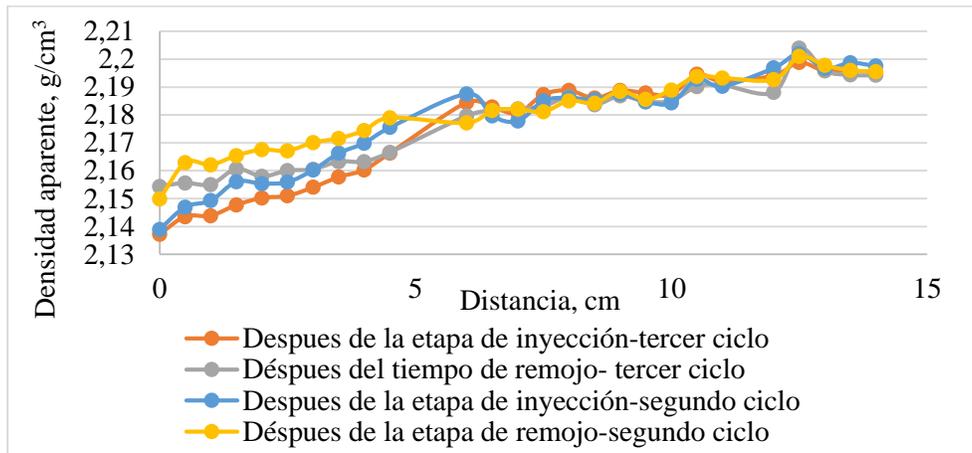


Figura 69. Perfiles de densidad para los ciclos segundo y tercero

4.5.6. Perfil de saturación. Mediante el método de balance de materia fue posible determinar el promedio de la saturación de aceite para cada una de las etapas y con tomografía computarizada se obtuvo la distribución de saturaciones a lo largo del medio poroso mediante la solución de las ecuaciones 15 y 16 como se muestra a continuación en la ecuación 40.

$$S_o = \frac{\rho_{b_{aceite}} - (1-\phi)\rho_{br} - \phi\rho_{bw}S_w - \phi\rho_{bgas} - \phi S_w \rho_{bgas}}{\phi(\rho_{bo} - \rho_{bgas})} \quad \text{Ecuación 36}$$

Donde S_w es la saturación de agua irreducible obtenida de balance de materia en la sección anterior y la densidad de metano (ρ_{bg}) fue $6.54 \cdot 10^{-4} \text{ g/cm}^3$. En esta parte se hace referencia a saturación de aceite como saturación de aceite remanente en cada *slices* y se contempla que la saturación de agua (S_w) fue constante, ya que durante el proceso de restauración se aseguró alcanzar la saturación de agua irreducible y en etapas posteriores no se obtuvo producción de agua adicional.

En la Figura 70 muestra el perfil de saturación de aceite después de la restauración con el crudo pesado, donde se confirma lo explicado con el mapa de densidad en la

Figura 60. El medio poroso en esta etapa contó con alta saturación de aceite en las distancias próximas al lado inyector y después de cierta distancia comenzó a disminuir por la creación de caminos preferenciales, causando que el aceite se canalizara sin contactar algunas zonas con agua.

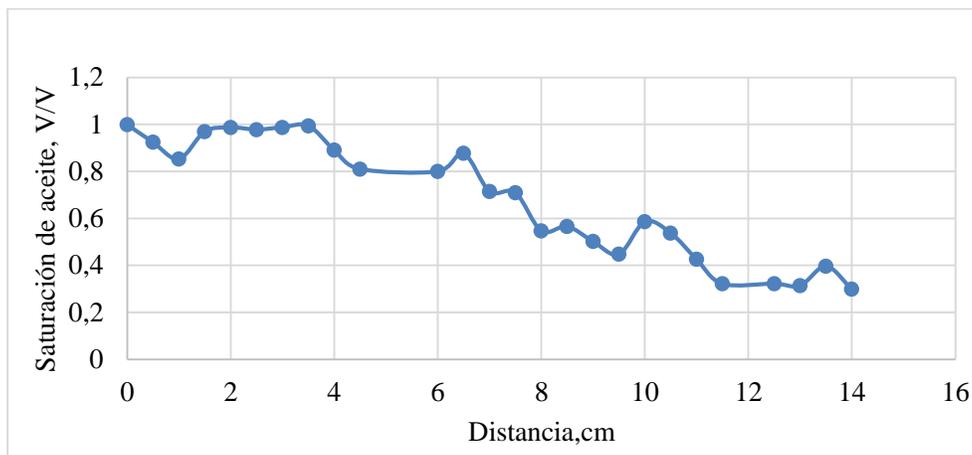


Figura 70. Perfil de saturación de aceite- restauración de saturación

La Figura 71 muestra el perfil de saturación después del proceso de inyección de aceite, metano y al finalizar cada ciclo de inyección de nafta. En esta figura es posible evaluar el efecto del solvente sobre la reducción de la saturación de aceite en las diferentes secciones del sistema. Estos perfiles también permitieron analizar que la reducción de saturación se presenta en todo el sistema y no solamente en la parte que se asume contactó la nafta. Esto se puede dar porque durante la etapa de inyección del solvente, la nafta desplazó cierta cantidad de aceite que se encontraba en las vecindades del lado inyector, aumentando la cantidad de crudo en la parte final del medio poroso. Después, durante la etapa de producción, debido al delta presión generado, el crudo se

movió buscando ubicarse en la zona que fue barrida con el solvente, causando una retribución y reducción de la saturación de aceite a lo largo del medio poroso

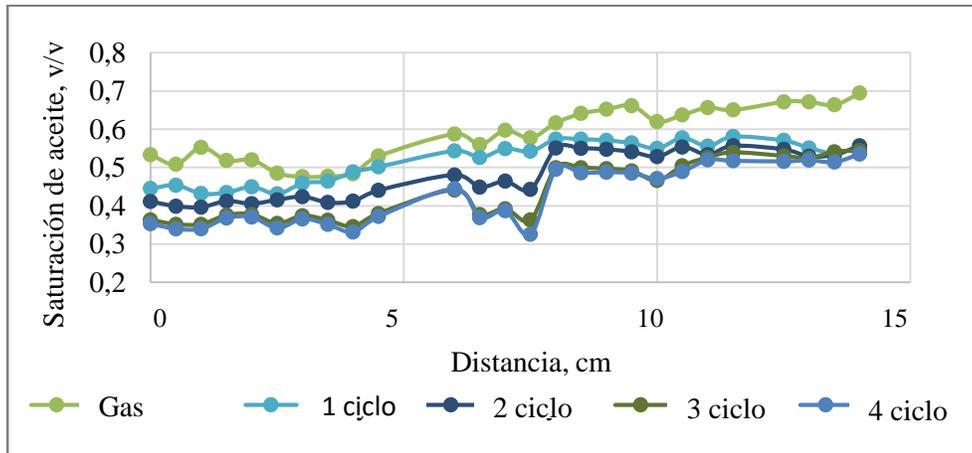


Figura 71. Distribución de saturación de aceite remanente

$$\bar{S}_o = \frac{\sum S_o * \phi}{\sum \phi} \quad \text{Ecuación 37}$$

Tabla 19.

Comparación saturación de aceite TC y balance de masa

Etapa	Saturación de aceite con TC	Saturación de aceite con balance de masa	% error
Saturación con aceite	0.684	0.685	0.151
Inyección de metano	0.597	0.598	0.188
Primer ciclo	0.51	0.52	0.31
Segundo ciclo	0.480	0.482	0.38
Tercer ciclo	0.443	0.446	0.68
Cuarto ciclo	0.434	0.435	0.67

El promedio de la saturación de aceite, determinada con tomografía computarizada mediante el uso de la ecuación 41 para cada etapa, fue comparado con el valor obtenido mediante balance de masa en la tabla 26, mostrando un muy buen ajuste con un porcentaje de error inferior al 2% en todas las etapas. En esta tabla también es posible analizar que la mayor reducción de la saturación

de aceite ocurrió en el primer y tercer ciclo. En el primer ciclo fue reducido un 8,7 % de la saturación aceite del medio poroso, porque había mayor cantidad aceite disponible en las vecindades del lado inyector del núcleo y en el tercer ciclo fue disminuido 3,7% de la saturación de aceite porque para este ciclo había el crudo tenía una menor viscosidad y densidad, ya que este estaba diluido con la nafta que había quedado atrapada de los ciclos anteriores como se puede analizar en la tabla.23

5. Sección experimental-Universidad Industrial de Santander

En esta sección la metodología realizada en la Universidad de Calgary fue repetida, usando el tomógrafo de quinta generación de la Universidad Industrial de Santander, con el objetivo de establecer el protocolo para estudiar un proceso de inyección cíclica de solventes líquidos, que se presenta de forma general en el apéndice C, el cual podrá ser usado en futuras investigaciones, donde se busque evaluar diferentes parámetros de diseño de este método de recobro mejorado.

5.1.Montaje experimental

El montaje experimental fue similar al mostrado en la figura 42. El cual estuvo conformado por un portanúcleos de titanio, sistema de inyección de aceite, un cilindro de gas metano, un gasómetro, medidores de presión, controlador de temperatura, sistema de colección de aceite, balanza digital y CT escáner de quinta generación CT optima 660 de 64 corte GE.

El escáner fue usado a una energía de 170 kV y corriente de 140 mA, con una matriz de 256 x 256 un campo de vista (DFOV) de 10 cm, por lo tanto una resolución espacial de 0.039 cm x 0.039 cm.

Para el presente experimento fue usado un portanúcleos de titanio con 50 cm de longitud y 10 cm de diámetro como se puede ver en la Figura 72



Figura 72. Portanúcleos de titanio-segundo experimento

El sistema de inyección de aceite estuvo conformado por: un cilindro que contenía el aceite pesado, líneas de conexión, válvulas de paso, bombas de desplazamiento positivo marca Vinci. El cilindro con el crudo fue calentado en un horno, mientras que las líneas y el portanúcleos fueron calentados continuamente mediante el uso de cintas de calentamiento, sensores y controladores de temperatura durante la saturación con aceite y el desarrollo del proceso de inyección cíclica de solvente. El cilindro de gas conformado por dos reguladores de presión contenía metano con pureza de 99.995 % fue usado en la etapa de saturación con gas.

El sistema de inyección durante el proceso ICS, fue formado por: un cilindro que contenía la nafta a ser inyectada, una válvula de tres caminos, un cilindro vacío conectado a medidores de presión para controlar la presión del sistema principalmente durante la etapa de remojo, bombas de desplazamiento positivo marca Vinci, controladores y sensores de temperatura como se puede ver en la Figura 73

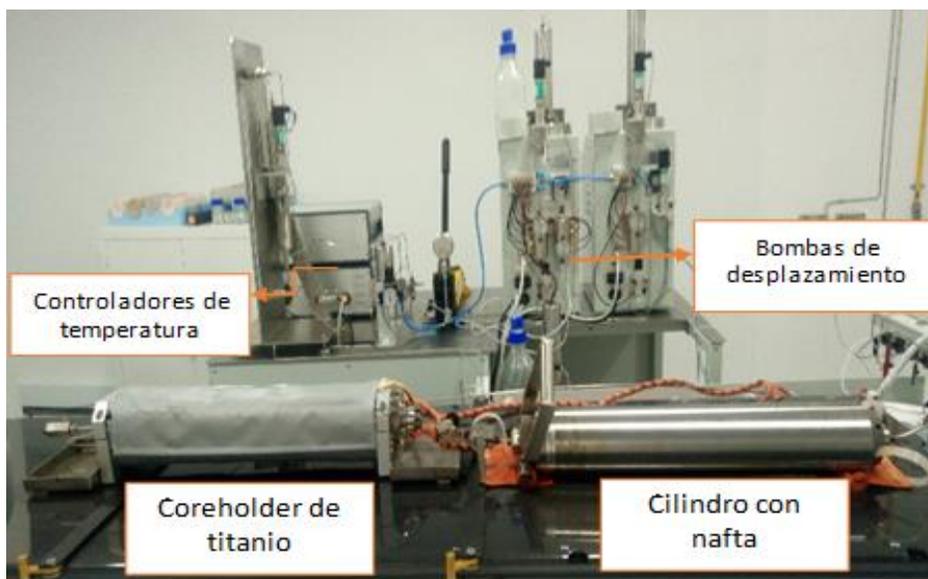


Figura 73 Sistema durante el proceso de inyección cíclica de nafta

El sistema de producción estuvo conformado durante el proceso de depleción y ICS por: un cilindro vacío conectado a la bomba y al sistema de presión para llevar a cabo la recuperación del aceite a una tasa de depleción conocida, un gasómetro y un tubo apto para RMN, donde fueron transferidos el crudo y el solvente recuperado desde el cilindro previamente usado para la recuperación como se ve en la Figura 74. En la Figura 75 se muestra de manera más detallada el sistema de producción con las líneas de conexión entre el portanúcleos y cilindro vacío con el que se hace la depleción controlada

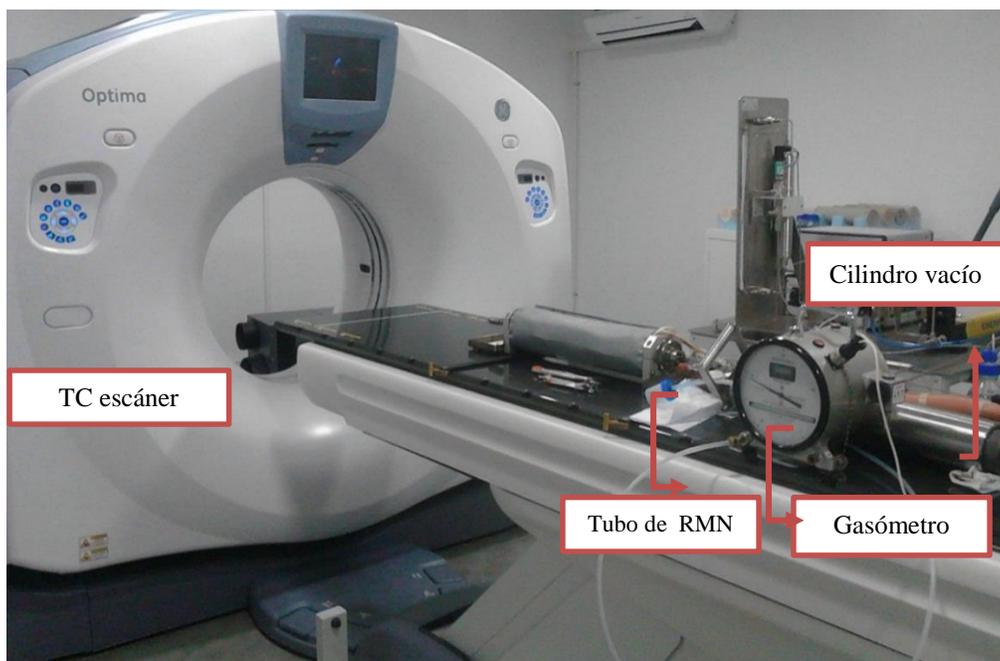


Figura 74. Estructura sistema durante la etapa de producción

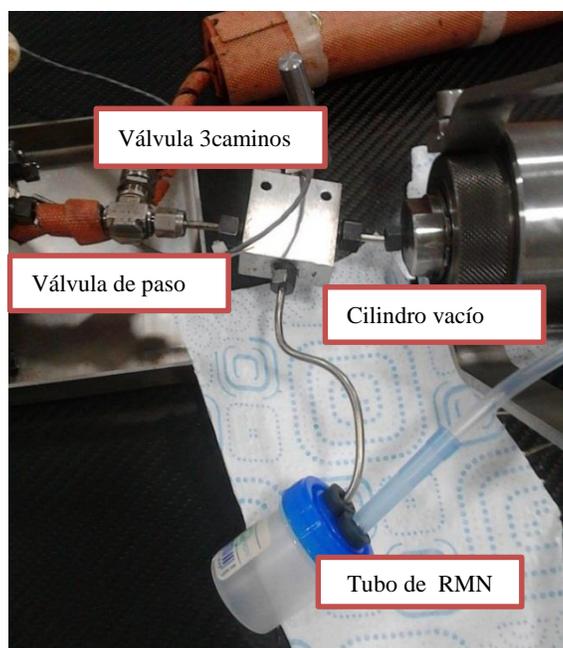


Figura 75. Sistema de producción y control de presión- segundo experimento

5.2.Procedimiento

El medio poroso seco fue escaneado fuera y dentro del portanúcleos, confinado con agua a una presión de 1000 psia, para analizar el efecto que tiene el titanio del portanúcleos sobre el coeficiente de atenuación del medio y tenerlo en cuenta en los números CT obtenidos para las siguientes etapas. Posteriormente el medio poroso fue saturado con salmuera al vacío (1% NaCl) por 24 horas, en esta etapa fue escaneado nuevamente para determinar el perfil de porosidades al agua. Después de la saturación con salmuera, la temperatura del sistema fue incrementada hasta 84°C y el crudo caliente fue inyectado en el núcleo para desplazar el agua móvil, en esta parte otro escaneo fue tomado con el objetivo de analizar el perfil de saturación de aceite pesado. El aceite y la salmuera fueron recolectadas en tubo de RMN, a la salida del sistema y fueron llevados al relaxometro de bajo campo Minispec Bruker BioSpin serie mq 7,5 que cuenta con un campo magnético de 0,17 Tesla y con frecuencia de resonancia de 7,5 MHz para determinar la cantidad de agua y aceite en cada efluente y llevar acabo el balance de masa, definiendo la cantidad de aceite inicial y agua residual.

El metano fue inyectado en el medio poroso, mientras todas las válvulas conectadas a sistema estaban cerrados, excepto la válvula de inyección; más tarde, la válvula de inyección fue cerrada para permitir la difusión del gas en el aceite durante un tiempo de remojo. Una vez el sistema alcanzó una presión estable, la válvula de paso fue abierta para empezar la producción. La producción se realizó con ayuda de un cilindro vacío, que estaba conectado a la bomba Vinci para hacer la depleción controlada, en este cilindro se almaceno el aceite y gas recuperado. Después la válvula de paso fue cerrada y se trabajó solo con la válvula de tres caminos para llevar los efluentes desde el cilindro hasta al recipiente de RMN y gasómetro y de esta forma se cuantificó el gas y

crudo recuperado durante el proceso de depleción. La presión del sistema fue grabada continuamente en las diferentes etapas (inyección, remojo y producción). En esta parte fue recuperado aceite y metano y el núcleo fue escaneado para definir el nuevo perfil de saturaciones de aceite.

El proceso anteriormente explicado fue repetido para cada ciclo, usando nafta como solvente líquido, el solvente fue dejado en remojo por 24 horas y el portanúcleos fue escaneado durante las diferentes etapas de cada ciclo, para analizar la interacción entre el crudo y solvente. La cantidad de aceite producido en cada ciclo fue determinada mediante la curva de calibración mostrada en la ecuación 28, cuya construcción se mostró en el capítulo 2

Cada uno de los escaneos realizados en el presente experimento sigue los parámetros mostrados en la tabla 27

Tabla 20.

Parámetros de escaneo CT

Parámetro	Valor
Voltaje, Kv	170
Corriente, mA	140
Espesor de cada slices, cm	0.3
Numero de slices	256
DFOV, cm	10

5.3.Desarrollo de protocolo experimental

El apéndice B como parte de esta sección, presenta el desarrollo de la prueba experimental. Primero se explica el proceso de saturación con salmuera y la determinación de porosidad y permeabilidad al agua. después se presenta el procedimiento para la saturación de la muestra con aceite pesado y determinación de las condiciones de saturación inicial mediante balance de

materia, finalmente se expone el proceso de depleción con gas metano y el desarrollo del proceso ICS con nafta como diluyente líquido.

5.4. Análisis de resultados Universidad Industrial de Santander

En el presente capítulo se expone el análisis de resultados del proceso de inyección cíclica de nafta. En la primera sección, se muestran los resultados del proceso obtenidos con balance de materia convencional. En las siguientes secciones se presenta el análisis cualitativo con el mapa de densidades CT del medio poroso bajo las diferentes condiciones de saturación y finalmente el análisis cuantitativo mediante el análisis de los perfiles de porosidad, densidad aparente y saturación de aceite

La tabla 33 resume las condiciones y resultados del proceso de depleción y los 4 ciclos desarrollados usando nafta como solvente líquido.

Tabla 21.

Condiciones y resultados de un proceso de inyección cíclica de solventes

Propiedad	Depleción	Ciclo 1	Ciclo 2	Ciclo 3	Ciclo 4
Presión de inyección de metano	600	-	-	-	-
Presión Inyección nafta	-	600	600	600	600
Nafta inyectada (g)		4.23	4.21	2.21	2.30
Nafta inyectada (cm ³)	---	6.44	6.4	3.36	3.5
VP Nafta inyectada (cm ³)	-	0.16	0.15	0.08	0.08

Tiempo de remojo (h)	48	24	24	24	24
Presión inicial de producción (psia)	553	404	387,9	600	600
Presión final de producción (psia)	300	200	200	80	80
Aceite recuperado (g)	1.32	2.34	0.93	1.50	0.51
Recobro incremental de aceite por ciclo (%)	5.81	10.99	4.90	8.31	3.10
Recobro de aceite acumulado (%)	5.81	16.47	20.28	26.91	29.18
Solvente recuperada (por ciclo g)		2.91	3.30	4.090	0.60
Solvente atrapado (g)		1.32	2.22	0.34	2.04
Solvente disponible por ciclo (g)		4.23	5.53	4.44	2.64
Tasa de depleción (psi/min)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

5.4.1. Análisis convencional mediante balance de materia. De la misma forma como fue realizado en la universidad de Calgary durante el primer experimento, la cuantificación de la producción de nafta y crudo fue realizada con la curva de calibración de RMN (ecuación 28). El factor de recobro para cada ciclo se presenta en la

Figura 76, donde se observa mediante un diagrama de barras el aumento y disminución del factor de recobro de un ciclo a otro

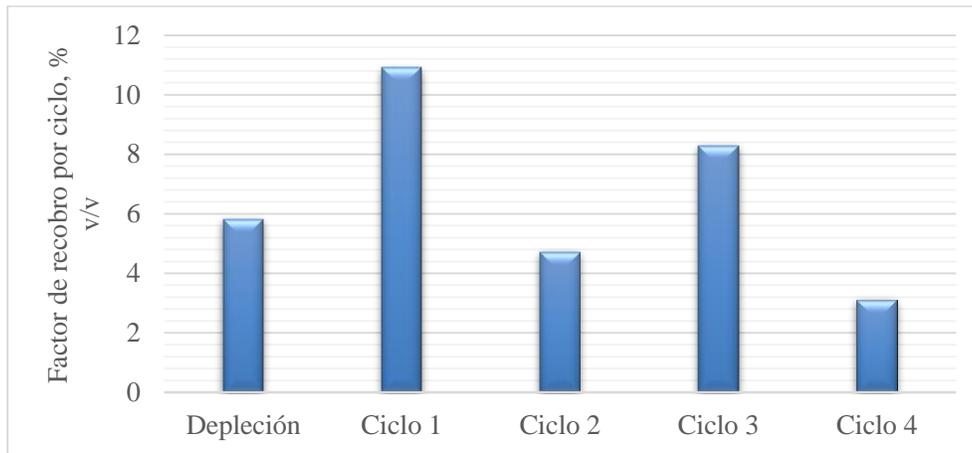


Figura 76. Factor de recobro por ciclo segundo experimento

Los resultados indican que la máxima producción fue obtenida en el primer ciclo con 10.99 % del OOIP recuperado, ya que en este ciclo es donde se tenía la mayor cantidad de crudo en las vecindades de la zona de inyección/producción

En el segundo ciclo se obtuvo un pequeño decremento de la producción con 4.96 % del OOIP recuperado, como sucedió en el primer experimento, lo cual se relacionó con la reducción de la cantidad de crudo en la vecindades de la zona de inyección.

En el tercer ciclo una mayor producción fue alcanzada con respecto al segundo ciclo con 8.31% del OOIP recuperado. Este incremento se pudo presentar por diferentes razones; primero, porque igual que en el primer experimento, cierta cantidad de nafta quedo atrapada en el medio poroso desde los ciclos previos, también, por que se generó un diferencial de presión más grande a comparación de los dos primeros ciclos, y adicionalmente se usó una tasa de inyección de nafta alta, lo cual causó que en este ciclo se haya dado la mayor producción de nafta y un leve aumento en el recobro de aceite

Finalmente, el último ciclo fue en el que se obtuvo la menor producción de aceite pesado y nafta, a pesar de que en este se inyectó a una tasa mayor y también se realizó un amplio diferencial

de presión, comparado con el primero y segundo ciclo; sin embargo, la cantidad de crudo en la vecindades disminuyó y la cantidad de solvente líquido atrapado de los anteriores ciclos fue mínima, ya que la mayoría de la nafta se recuperó en el tercer ciclo, como se puede evidenciar en la tabla 33

Con este experimento de inyección cíclica de solvente se logró un factor de recobro final de 28.32%, como se puede ver en la Figura 77.

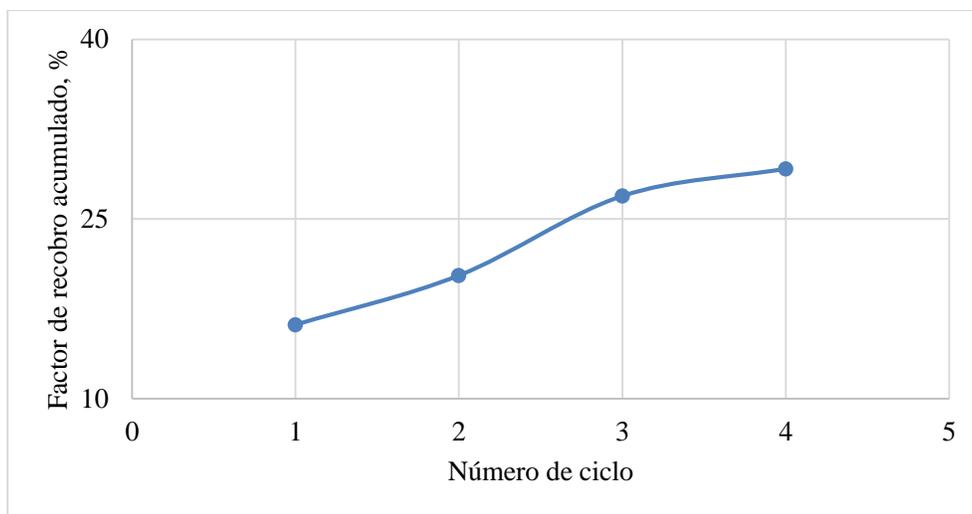


Figura 77. Factor de recobro acumulado segundo experimento

En esta prueba es importante mencionar que la mayoría de gas inyectado fue producido durante la depleción primaria y la producción del primer ciclo de inyección de nafta. El volumen producido de metano para cada uno de los ciclos a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente se muestra en la Figura 78

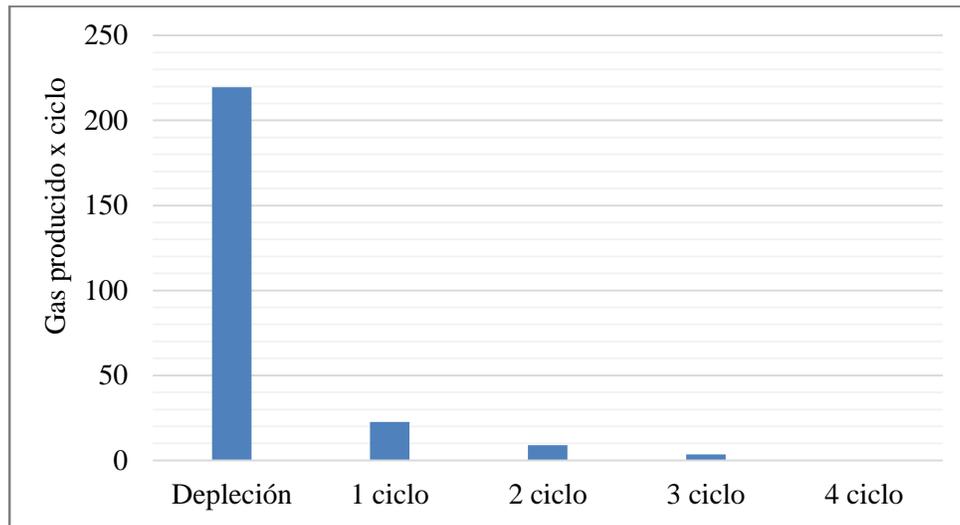


Figura 78. Producción de gas metano por ciclo segundo experimento

5.4.2. Análisis con imágenes CT y mapas de densidad aparente. De la misma forma como en el primer experimento, En todas las imágenes durante el proceso de saturación, el slices en la parte superior izquierda corresponde al lado de inyección y el lado de producción está en el slices ubicado en la parte inferior derecha. Para el proceso de depleción con el metano e inyección de nafta los primeros slices corresponden al lado de producción/inyección El primer escaneo fue tomado al medio poroso limpio y seco, este se muestra en la

Figura 79, donde se puede observar que la densidad aparente está en un rango 2.0 y 2.1 g/cm³.

La

Figura 80 muestra el mapa de densidades de la muestra 100% saturada con salmuera, en este mapa se puede observar que la densidad aumentó considerablemente en esta etapa, ya que el aire que saturaba inicialmente el medio poroso fue reemplazado totalmente por la salmuera, que es el fluido más denso usado en todo el proceso a las condiciones de operación.

La

Figura 81 muestra el escaneo del medio poroso después del proceso de saturación con aceite pesado donde se puede analizar que el sistema tiene mayor densidad aparente cerca del lado de inyección, lo que indica que cerca a este lado hay mayor cantidad de agua y poco aceite con respecto al resto del medio poroso

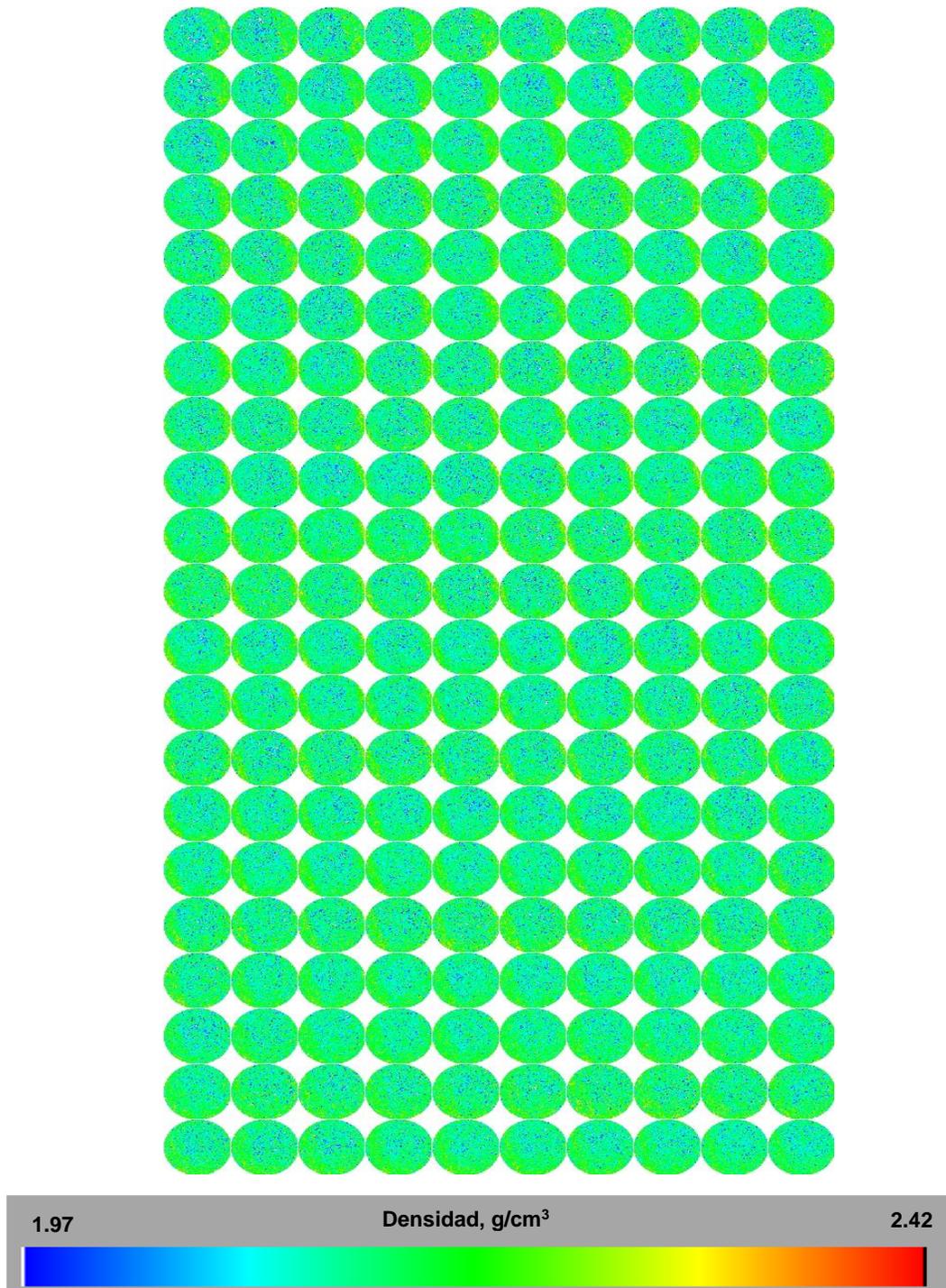


Figura 79. Medio poroso seco segundo experimento

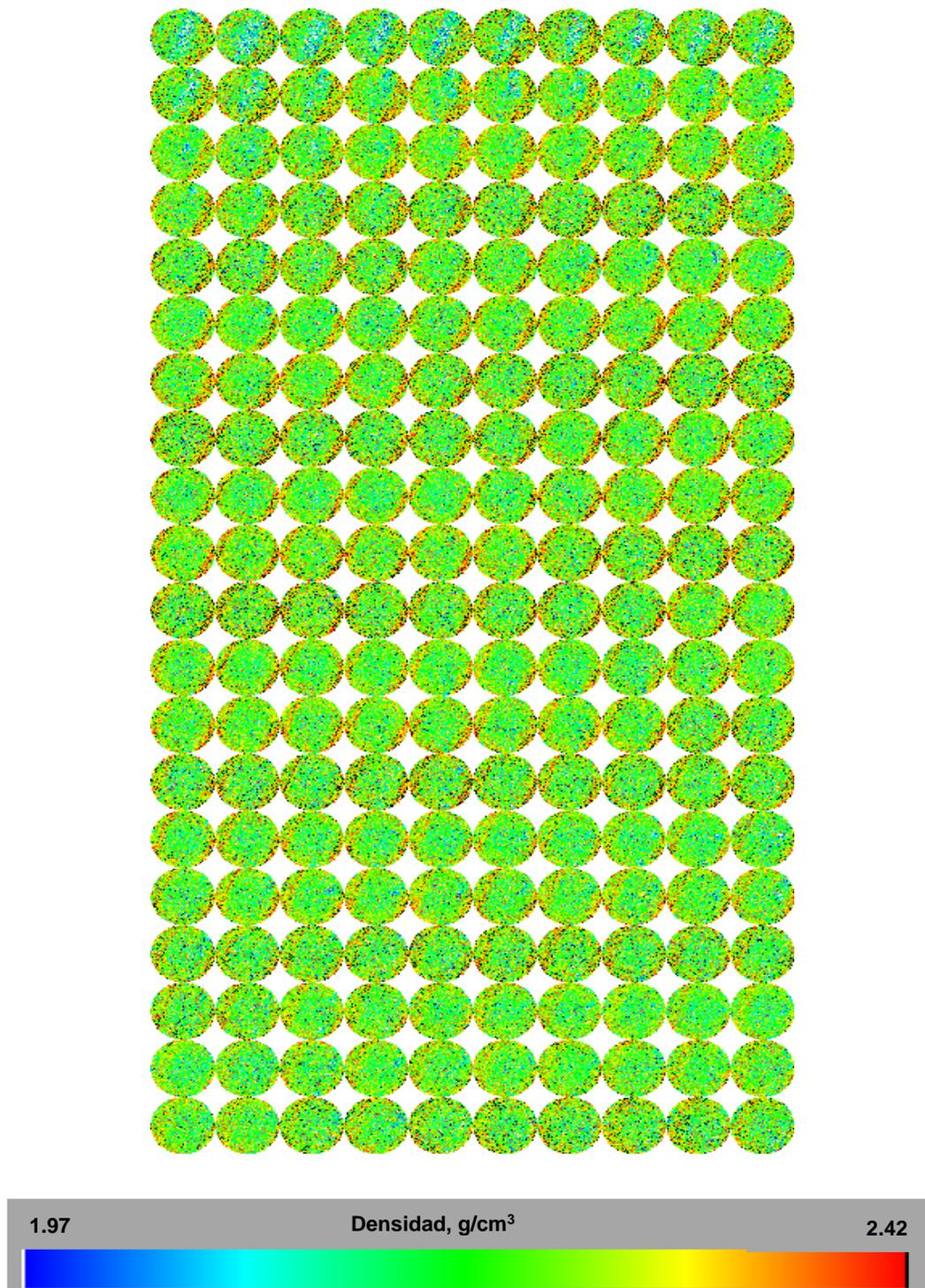


Figura 80. Medio poroso saturado 100% con salmuera- segundo experimento

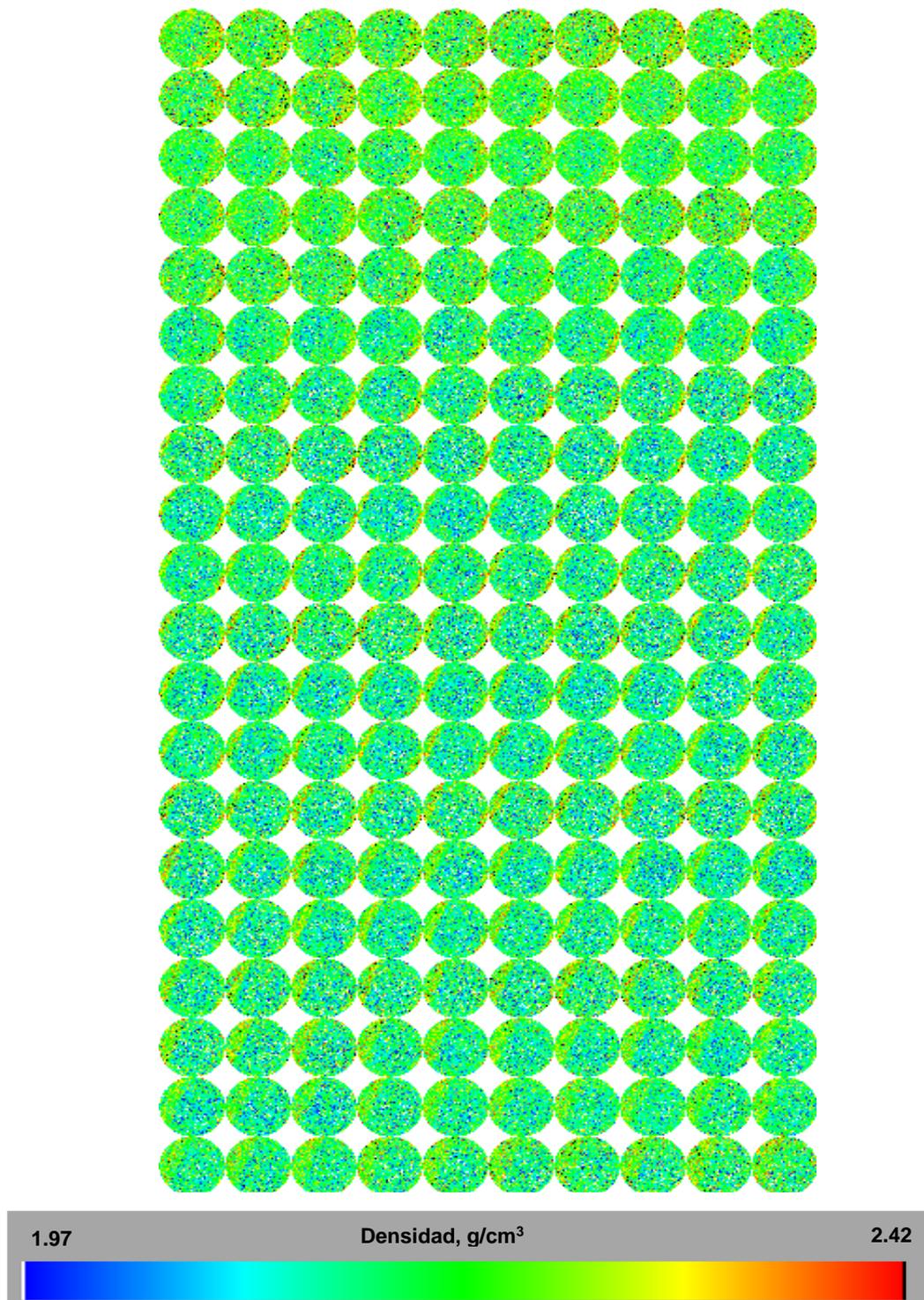


Figura 81. Medio poroso saturado con aceite

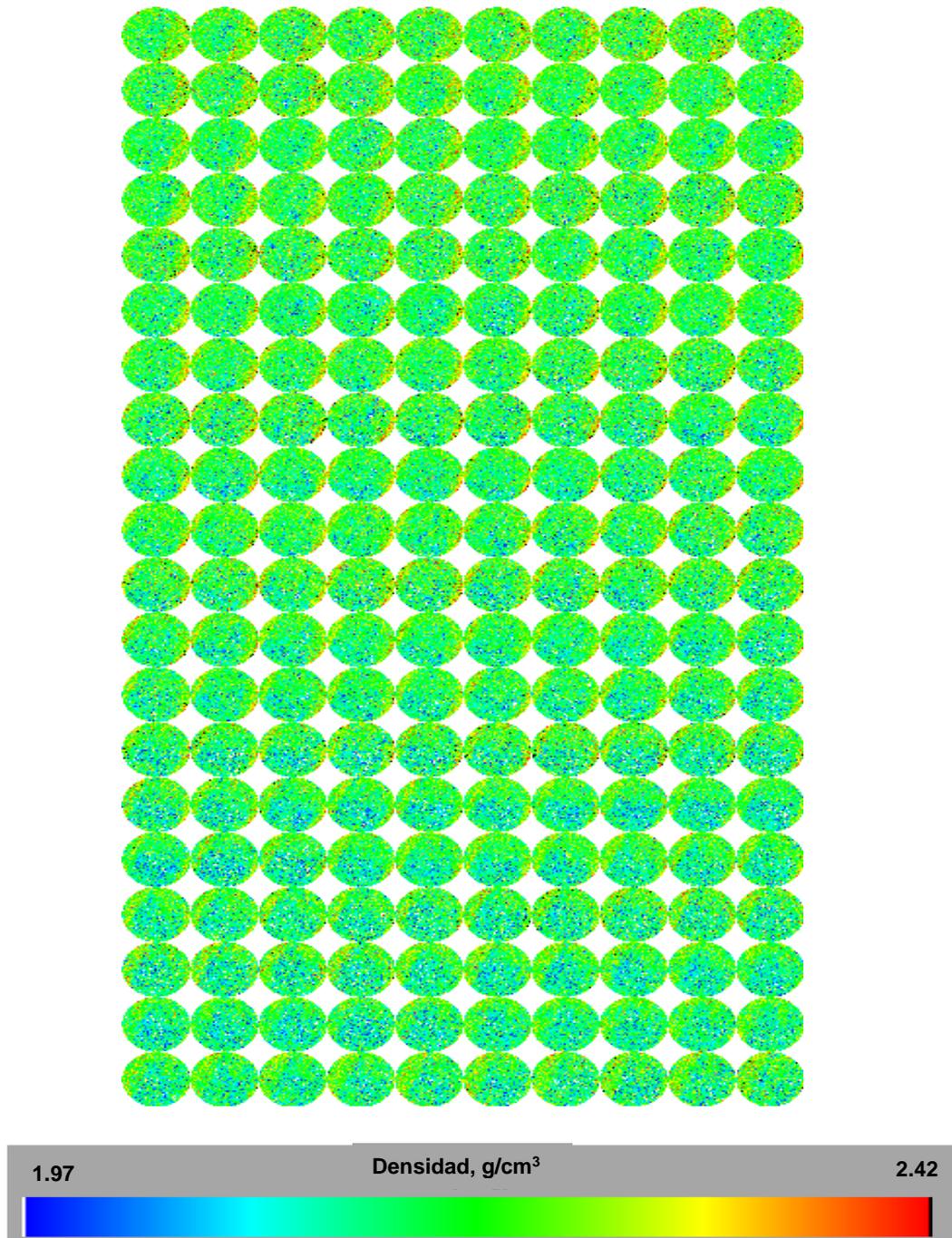


Figura 82. Medio poroso después de la depleción con metano

5.4.3. Análisis cuantitativo con los resultados obtenidos de CT. Igual que para el primer experimento, el medio poroso limpio y seco fue escaneado fuera y dentro del portanúcleos, para

identificar el efecto que podría causar la presencia de titanio sobre el coeficiente de atenuación del núcleo y con esta información hacer la respectiva corrección de datos en cada una de las etapas del experimento. En la

Figura 83 se puede analizar la diferencia entre los números CT para cada uno de los slices del núcleo con un valor promedio de 250.96.

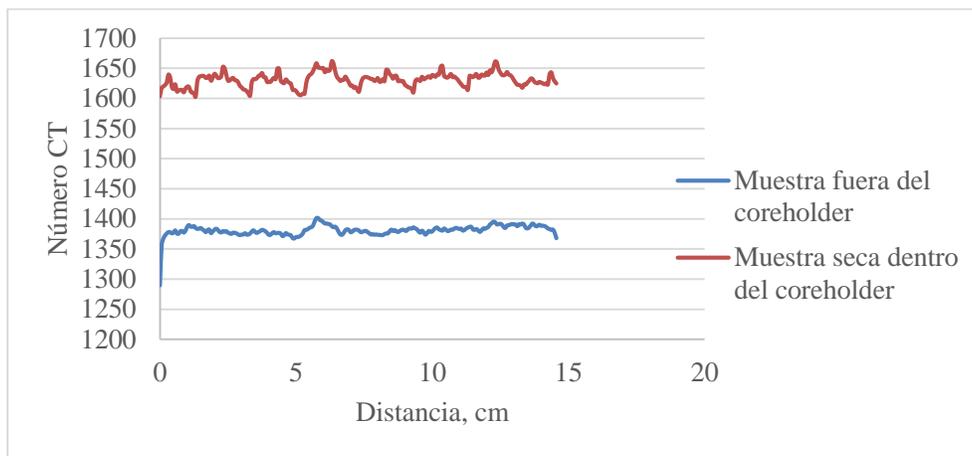


Figura 83. Diferencia de numero CT entre muestra seca dentro y fuera de portanúcleos

Al comparar esta diferencia de número CT, se puede analizar que el portanúcleos usado en este experimento produce mayor atenuación en comparación del portanúcleos de aluminio en el primer experimento. También se puede observar que el titanio, además de producir una mayor atenuación, produjo un artefacto secuencial cada 32 imágenes, el cual estuvo presente en cada escaneo, por lo tanto fue necesario hacer una corrección adicional cada 32 imágenes, partiendo de los resultados obtenidos del medio poroso seco escaneada fuera del portanúcleos.

Con los resultados obtenidos de las imágenes CT del escaneo de la muestra seca y la curva de calibración se obtuvo el perfil de densidades de la roca seca y limpia. El promedio de estas densidades se comparó con la densidad determinada con el volumen y la masa del núcleo en el

anterior capitulo. Como se puede ver en la Tabla 22., el porcentaje de error al comparar estas dos mediciones fue inferior al 2%, por lo tanto se pudo proceder al siguiente paso, que fue analizar los resultados obtenidos al escanear el medio poroso saturado con salmuera.

Tabla 22.

Comparación densidad aparentes del medio poroso seco

Densidad promedio CT (g/cm ³)	Densidad promedio calculada (g/Cm ³)	% Error
2.020	1.993	1.78

5.4.4.Distribución de porosidad. De la misma manera como se mostró anteriormente, con la data CT se obtuvieron perfiles de densidad aparente que permitieron determinar la distribución de porosidades al aire, calculada a partir de la ecuación 38 al escanear el medio poroso seco y limpio, asumiendo una densidad de grano igual a 2.62 g/cm³. El perfil de porosidades al aire se puede ver en la Figura 84.

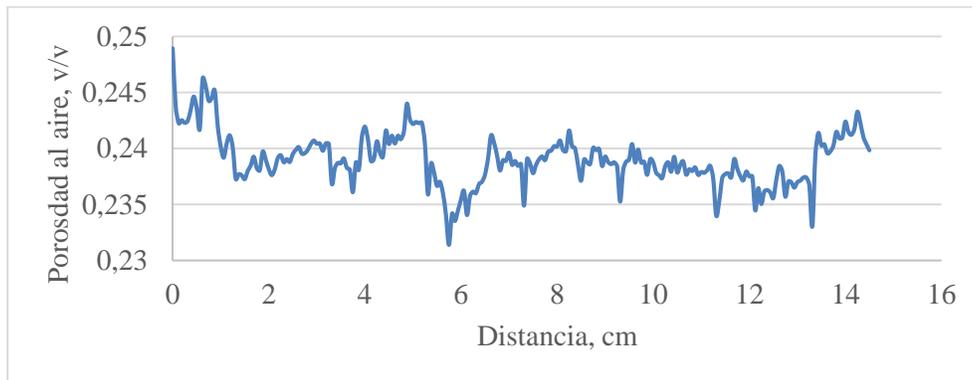


Figura 84. Distribución de porosidades al aire

La distribución de porosidad al agua fue determinada con la ecuación 39, asumiendo una densidad de 0.99 g/cm³ y se presenta en la Figura 85.

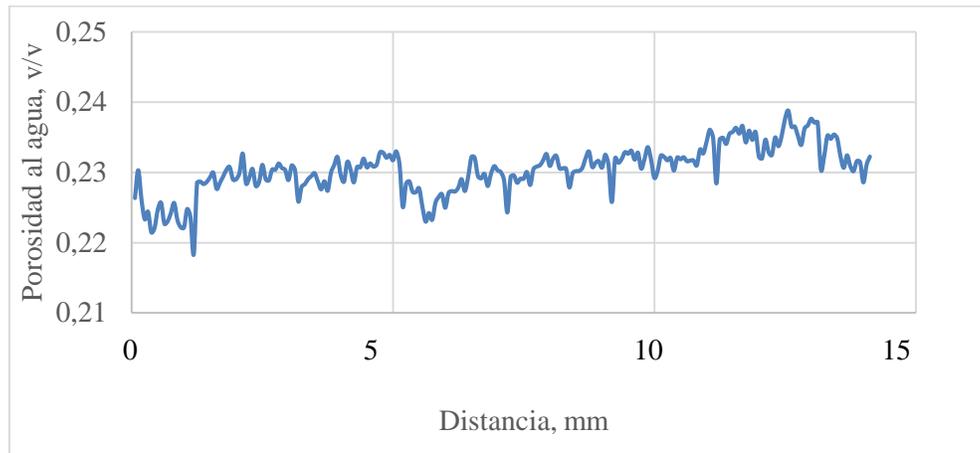


Figura 85. Distribución de porosidades al agua

El promedio de la porosidad al agua determinado con TC se comparó con el obtenido con balance de masa en el anterior capítulo, mostrando un buen ajuste con un porcentaje de error inferior al 3 % como se puede ver en la tabla 35.

Tabla 23.

Comparación porosidad al aire a diferente temperaturas.

Promedio porosidad al agua por balance de masa	Promedio porosidad al agua por TC	% Error
0.237	0.230	2.8

5.4.5. Perfil de densidades En la Figura 86 se puede ver los perfiles de densidad para las diferentes etapas de los procesos, donde se puede evidenciar un mismo comportamiento de los perfiles de densidad aparente con respecto a al primer experimento, ya que se repite que la etapa con menor densidad es cuando el medio poroso está seco y limpio, puesto que en esta fase el único fluido presente es el aire. El mayor perfil de densidad se da cuando el medio poroso está saturado

100% con salmuera, debido a que a la condiciones de operación, el agua es el fluido con mayor densidad aparente y en esta fase el medio reemplazó completamente al aire que se encontraba en la muestra previamente. Cuando se realizó la saturación con aceite la densidad aparente del sistema disminuyó un poco, debido a que el aceite tiene menor densidad que la salmuera. El perfil de densidad después de la inyección de aceite muestra que en los primeros slices, los que están cerca al lado inyector tienen una mayor densidad en comparación con el resto del medio poroso, lo que indica que cerca del lado inyector hay alta saturación de agua y por lo tanto baja cantidad de aceite.

El perfil de densidad después del proceso de depleción, muestra que el gas logra hacer una mejor distribución de saturaciones de aceite a lo largo del medio poroso como sucedió en el primer experimento.

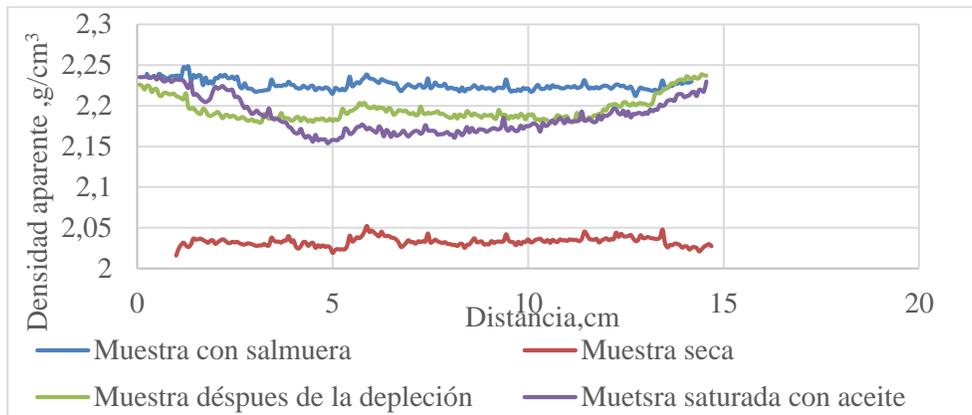


Figura 86. Perfil densidades medio poroso en las diferentes etapas

En la Figura 87 se muestra el perfil de densidades aparentes del sistema después de la etapa de inyección del primer ciclo con nafta y es comparada con la densidad del sistema antes de la inyección de esta. En esta figura se puede ver que en las primeras distancias (2.0 cm), cerca de la zona de inyección, la densidad del sistema disminuye un promedio de 0.040 g/cm³, esto pudo pasar por que la nafta inyectada reemplazó cierta cantidad de crudo que se encontraba

originalmente en esta área, causando una reducción de densidad, sin embargo en esta figura también se puede ver que después de la inyección de la nafta, la densidad de esta zona es la misma para diferentes *slices* entre los 2.0 cm analizados, esto indica que la nafta no interactuó en gran medida con el crudo del medio poroso, la única interacción que se percibe es en la zona de transición que podría ser considerada como la interfaz entre el crudo y la nafta . Después de la zona de transición la densidad del sistema aumenta, ya que en esta zona se encuentra el crudo que no ha sido afectado por la nafta. Por el contrario en la Figura 88, después de la inyección de nafta en el tercer ciclo si se percibe mayor interacción de la nafta con el crudo, ya que a pesar de que hay una reducción de densidad aparente del sistema en la primeros *slices* (1.5 cm), se ve una formación de un perfil creciente de densidad aparente, es decir se forma una zona de mezcla con un perfil creciente de concentración de crudo como sucedió en el primer experimento para todos los ciclos.

La diferencia entre el comportamiento de la densidad aparente del sistema después de la etapa de inyección del primer y tercer ciclo, se puede presentar debido a que en el primer ciclo, la nafta fue inyectada a una tasa baja de $0.25 \text{ cm}^3/\text{min}$, con esta tasa seguramente la mezcla entre el crudo y el solvente no se debió principalmente a la dispersión mecánica, sino al mecanismo de difusión efectiva, el cual como se explicaba anteriormente es muy lento y no promueve una mezcla significativa y creación de amplias zonas de interacción entre el crudo y el solvente . Por el contrario para el tercer ciclo la tasa de inyección fue $5 \text{ cm}^3/\text{min}$. Esta tasa aporta al mecanismo de dispersión mecánica, causando una mayor interacción entre el crudo y solvente durante la etapa de inyección de nafta

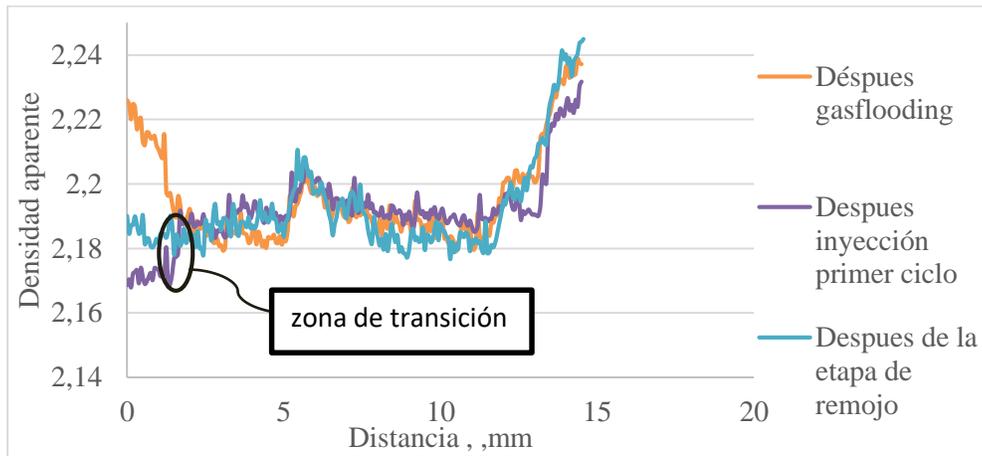


Figura 87. Comportamiento de densidad aparente durante primer ciclo segundo experimento

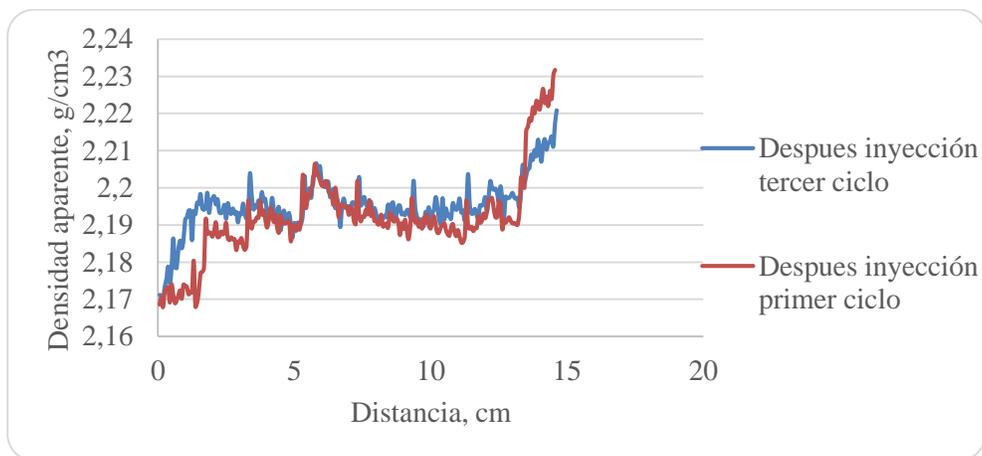


Figura 88. Perfil de densidades después de la etapa de inyección tercer y primer ciclo-segundo experimento

En la Figura 87 se puede observar que después de la etapa de remojo hubo un leve aumento en la densidad aparente del sistema en la zona analizada (los primeros 2.0 cm), donde inicialmente se asumía que estaba ocupado por nafta. Esto se presenta debido a que la zona de mezcla comienza a expandirse por el efecto de la difusión efectiva principalmente desde el crudo hacia la mezcla, creada en la etapa de inyección.

5.4.6. Perfil de saturaciones Las distribuciones de saturaciones de aceite fueron determinadas con la ecuación 40, los resultados para la muestra saturada con el crudo colombiano y después de la depleción con metano se muestran en la Figura 89. En esta figura, se puede observar que después del proceso de saturación con el crudo, el medio poroso tuvo baja cantidad de aceite cerca al lado inyector y productor debido a los fenómenos capilares presentes en el núcleo, causando que la máxima saturación de aceite estuviera en la mitad del medio poroso. Sin embargo, después del proceso de inyección de metano y la depleción se obtuvo una mejor distribución de aceite a lo largo del medio poroso. En la tabla 34 se comparan los resultados de saturación de aceite promedio obtenido con tomografía computarizada y mediante balance de masa para las diferentes etapas.

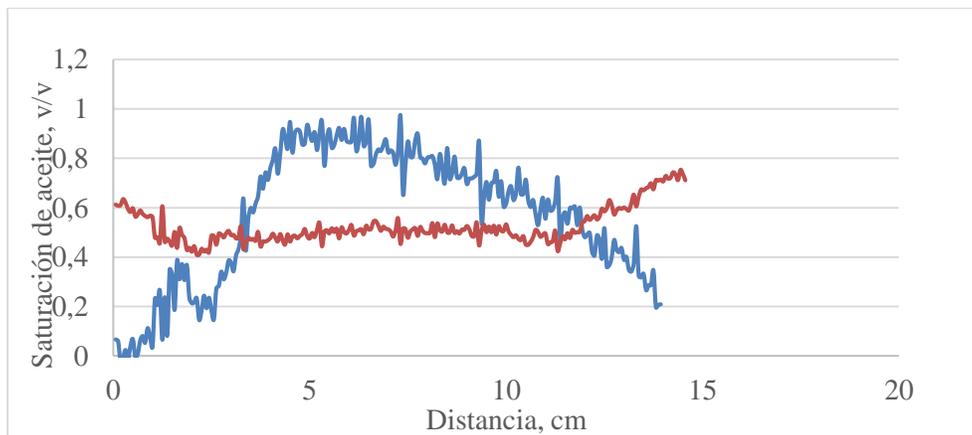


Figura 89. Perfil saturación medio poroso en las diferentes etapas

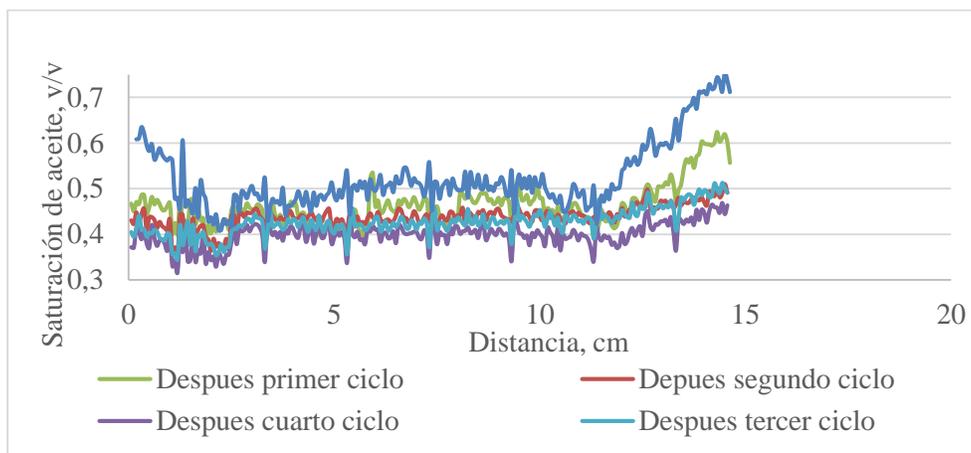


Figura 90. Distribución de saturación de aceite remanente

En la Figura 90 se ve que la reducción de saturación de aceite para el primer ciclo se presenta en todo el medio poroso, con mayor reducción cerca del lado inyector/productor y al final del núcleo. Esto se presenta debido a que durante la etapa de producción los fluidos se redistribuyen a lo largo del sistema. Lo mismo ocurre en los siguientes ciclos, sin embargo en el primero fue más significativa dicha reducción, ya que en este se presentó la mayor producción de aceite pesado

Tabla 24.

Comparación de saturación de promedio de aceite- segundo experimento

Etapa	Saturación de aceite con TC	Saturación de aceite con balance de masa	% error	Reducción de saturación
Saturación con aceite	0.55	0.563	1.65	0
Inyección de metano	0.518	0.52	1.79	0.0424
Primer ciclo con nafta	0.46	0.47	2.30	0.0434
Segundo ciclo con nafta	0.441	0.440	0.19	0.0327
Tercer ciclo con nafta	0.412	0.409	0.809	0.0433
Cuarto ciclo con nafta	0.385	0.39	1.10	0.0133

Con la Tabla 24. se comprueba la precisión que ofrece el método para determinar la saturación promedio de aceite mediante tomografía computarizada, ya que al comparar estos valores para cada una de las etapas con los obtenidos mediante balance de masa, se presentan porcentajes de error inferiores al 3 %. En esta tabla también se muestra que la reducción de saturación de aceite, se dio principalmente en el primer y tercer ciclo de nafta, ya que en estos fue donde se tuvo la mayor recuperación de aceite por las razones que se explicaron anteriormente

6. Comparación de resultados de experimentos y análisis final

En la Tabla 25., se muestra la comparación entre de los dos experimentos realizados para la presente investigación en las dos Universidades.

Tabla 25.

Comparación de resultados de los experimentos

Parámetro	Experimento 1- UCalgary	Experimento 2- UIS
Factor de recobro final (%)	42.87	33.88
Presión de burbuja (psi)	310	553
Relación de solubilidad (sm ³ /sm ³)	25.82	12.46
Permeabilidad absoluta al agua (mD)	3640.45	1358.25
Saturación inicial de aceite	0.684	0.563

Al comparar el factor de recobro final de los dos experimentos, se puede observar que el primer experimento, realizado en la Universidad de Calgary obtuvo un mayor factor de recobro comparado con el segundo experimento, lo cual se pudo dar por las siguientes razones: primero

porque la *berea* usada en el experimento 1 contaba con mayor permeabilidad absoluta al agua, casi el doble de permeabilidad con respecto a la usada en el experimento 2, lo cual garantiza que los fluidos se muevan con mayor facilidad y se obtuviese mayor saturación de aceite inicial. Otra de las diferencias fue la cantidad de gas metano en el medio poroso, en el experimento 1 se inyectó mayor cantidad de gas y por lo tanto se obtuvo una menor presión de burbuja. Otra diferencia que pudo promover a la mayor recuperación de aceite durante el experimento 1 fue la tasa de inyección de solvente, ya que en este experimento la nafta fue inyectada a la máxima tasa que permitiera la bomba hasta alcanzar los 600 psi, lo contrario sucedió en el experimento 2 donde durante los dos primeros ciclos se inyectó a una tasa baja y después en los dos ciclos finales la tasa fue incrementada.

A pesar de las diferencias en el factor de recobro entre los dos experimentos el comportamiento de la producción para cada ciclo fue similar, ya que la mayor producción se obtuvo en el primer ciclo y tercer ciclo. También coincidió que la nafta se quedó atrapada en el medio poroso en los dos primeros ciclos y esta pudo ser recuperada en el tercero por lo cual se logró un leve aumento en la producción de aceite.

El comportamiento de la producción de gas también fue similar, obteniendo la mayor producción de metano durante el proceso de depleción y primer ciclo. A medida que transcurrieron los ciclos la producción acumulada de metano aumento y esto redujo la compresibilidad del sistema razón por la cual en los dos ultimo ciclos la cantidad de nafta inyectada fue menor

Finalmente, según los experimentos realizados en la presente investigación, el mejor escenario para realizar el proceso ICS es: inyectar a altas tasas el solvente líquido para promover la formación de la zona de mezcla por dispersión mecánica, controlando la presión para evitar fractura del medio

poroso. Bajo el escenario de alta tasa de inyección dejar un tiempo de remojo mínimo, ya que en esta etapa la expansión de la zona de mezcla no es significativa debido a que el único mecanismo presente es la difusión efectiva. Se recomienda para próximas investigaciones analizar la etapa de producción, sensibilizando el diferencial de presión y la tasa de depleción con el fin optimizar el proceso ICS.

Uno de los principales problemas percibidos durante la prueba es que el solvente líquido se queda atrapado en el medio poroso en cada ciclo, ya que si una pequeña porción de solvente se mezcla con una gran cantidad de crudo pesado (como sucede en el frente del bache inyectado de solvente), la mezcla no tendrá un valor de viscosidad apropiado para aumentar su movilidad en el medio poroso, ocasionando que el crudo y el solvente de esta mezcla no pueda ser recuperados, sino hasta en ciclos posteriores, donde se logra incrementar la cantidad de solvente en dicha mezcla y se tienen nuevos perfiles de concentración y densidad, en estos ciclos se tiene alta producción de solvente y un leve incremento en el factor de recobro del crudo pesado. Si el solvente líquido no es recuperado en su totalidad en los ciclos finales del proceso de ICS es recomendado por los expertos de la universidad de Calgary hacer algunos ciclos con un gas pobre como metano para recuperar el solvente atrapado y evitar que se vea afectada la viabilidad del proyecto.

7. Recomendaciones

Con la metodología planteada en este proyecto se propone realizar evaluaciones sobre diferentes parámetros de diseño así como: la tasa de inyección, tiempo de remojo, presión de inyección y comparar los resultados con los obtenidos en simulación y programación numérica

Se recomienda para próximas investigaciones analizar la etapa de producción, sensibilizando el diferencial de presión y la tasa de depleción con el fin de optimizar el proceso ICS.

Emplear la metodología presentada y estudiada en esta investigación para evaluar un proceso de inyección cíclica de solventes gaseosos para medios porosos con crudo pesado.

Tomar varios escaneos en diferentes tiempos durante las etapas de inyección y etapa de remojo para tener más información sobre el cambio del perfil de densidad aparente del sistema y analizar mejor la interacción entre el crudo y el solvente

Evaluar el efecto de la saturación de gas inicial sobre el proceso de inyección cíclica de solventes líquidos y gaseosos mediante pruebas experimentales y simulación numérica

Determinar el coeficiente de difusión efectiva a condiciones de operación mediante tomografía computarizada mediante el uso de una celda de difusión para realizar un mejor diseño experimental para un proceso de inyección cíclica de solventes.

8. Conclusiones

El protocolo propuesto en la presente investigación sugiere una fase de inyección cíclica de un gas y una depleción controlada con un cilindro de producción previo al proceso de inyección del solvente líquido. Esto con el objetivo de simular la etapa de producción primaria, con lo cual se brinda cierta compresibilidad al sistema para permitir la inyección del solvente líquido, evitando aumentos excesivos en la presión del sistema

En los dos experimentos realizados la mayor recuperación de aceite fue obtenida en el primero y tercer ciclo; en el primer ciclo fue a causa de la alta saturación de aceite en las vecindades de la zona de inyección al inicio de la prueba, mientras que en el tercer ciclo, la recuperación de crudo estuvo relacionada con la reducción adicional de la viscosidad de la mezcla, debido a la cantidad del solvente que quedó atrapado después del desarrollo de los ciclos previos.

Durante la etapa de inyección de nafta, cierta cantidad de crudo fue desplazado a la parte final del medio poroso. Al iniciar la etapa de producción, debido al diferencial de presión, dicho crudo se movió hacia la zona previamente barrida por el solvente, causando una redistribución y disminución del aceite a lo largo de todo el núcleo.

La tomografía computarizada permitió observar de forma cuantitativa la disminución de la densidad aparente del sistema y el cambio en el perfil de concentración de solvente desarrollado después de la etapa de inyección y remojo, debido al proceso de dispersión hidrodinámica.

Las interacciones entre la nafta y el crudo pesado fueron difíciles de analizar de forma cualitativa mediante tomografía computarizada, ya que después de las etapas de inyección y remojo, la zona de mezcla creada presentó una densidad similar a la del crudo pesado, haciendo complicada su discriminación en los mapas de densidad aparente.

La resonancia magnética nuclear de bajo campo mostró ser una herramienta muy práctica y precisa durante el desplazamiento con solventes líquidos, ya que esta permitió: caracterizar la interacción nafta- crudo mediante el análisis del coeficiente de difusión molecular y realizar la evaluación del factor de recobro y la estimación de saturaciones por balance de materia, mediante la cuantificación del aceite producido por el efecto de solvente y la determinación de la cantidad de agua presente en el crudo durante el proceso de restauración de la muestra.

Referencias bibliográficas

- Acker, M. M., & Frediani, H. A. (1945). Determination of Water Content in Oils. *Industrial & Engineering Chemistry Analytical Edition*, 17(12), 793-794. <https://doi.org/10.1021/i560148a016>
- Allsopp, K., Wright, I., Lastockin, D., Mirotnich, K., & Kantzas, A. (2001). Determination of Oil and Water Compositions of Oil/Water Emulsions Using Low Field NMR Relaxometry. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 40(07). <https://doi.org/10.2118/01-07-05>
- Aris, R. (1956). On the dispersion of a solute in a fluid flowing through a tube. *Proc. R. Soc. Lond. A*, 235(1200), 67-77. <https://doi.org/10.1098/rspa.1956.0065>
- Bachmat, Y., & Bear, J. (1964). The general equations of hydrodynamic dispersion in homogeneous, isotropic, porous mediums. *Journal of Geophysical Research*, 69(12), 2561-2567. <https://doi.org/10.1029/JZ069i012p02561>
- Bear, J., & Verruijt, A. (1987). *Modeling Groundwater Flow and Pollution* | Jacob Bear | Springer. Recuperado 14 de junio de 2018, a partir de <https://www.springer.com/gb/book/9781556080142#aboutBook>
- Brayan, J., Nickel, E., & From, K. (2016). Cyclic solvent injection in heavy oil: mechanism of non-equilibrium mass transfer and recovery (p. 8). Presentado en IE-EOR 2016, Francia.
- Ceron, C., & Monjaras, V. (2012). *Análisis del proceso VAPEX para la recuperación mejorada de aceite* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
- Cubides, L., & Peña, P. (2009). *Sensibilidad de las variables operacionales en el transporte de crudo pesado* (Tesis de pregrado). Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

- García, D., & Vargas, J. (2014). *Metodología para la implementación de la tecnología de inyección de solventes para mejorar la productividad de crudos Extrapesados* (Tesis de pregrado). Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Gateau, P., Hénaut, I., Barré, L., & Argillier, J. F. (2004). Heavy Oil Dilution. *Oil & Gas Science and Technology*, 59(5), 503-509. <https://doi.org/10.2516/ogst:2004035>
- Green, D., & Wilhite, G. (1998). *Enhanced Oil Recovery* (Vol. 6). Texas: Richardson.
- Ivory, J., Chang, J., Coates, R., & Forshner, K. (2013). Investigation of Cyclic Solvent Injection Process for Heavy Oil Recovery. *Society of Petroleum Engineers*, 52. <https://doi.org/doi:10.2118/140662-PA>
- Luo, P., & Gu, Y. (2005). Effects of Asphaltene Content and Solvent Concentration on Heavy Oil Viscosity. Presentado en SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/97778-MS>
- Meiboom, S., & Gill, D. (1958). Modified Spin-Echo Method for Measuring Nuclear Relaxation Times. *Review of Scientific Instruments*, 29(8), 688-691. <https://doi.org/10.1063/1.1716296>
- Method of solvent stimulation of heavy oil reservoirs. (1983, diciembre 21). Recuperado a partir de <https://patents.google.com/patent/US4531586A/en>
- Mitchell, D. L., & Speight, J. G. (1973). The solubility of asphaltenes in hydrocarbon solvents. *Fuel*, 52(2), 149-152. [https://doi.org/10.1016/0016-2361\(73\)90040-9](https://doi.org/10.1016/0016-2361(73)90040-9)
- Moreno, L. (2014). Asphaltene Precipitation During Solvent Injection at Different Reservoir Conditions and Its Effects on Heavy-Oil Recovery from Oilsands. <https://doi.org/10.7939/R3GH9BG9J>

- Patarroyo, H., & Castañeda, A. (2014). *Factibilidad de la inyección de solvente en fondo de pozo. Aplicación crudo Jazmín* (Tesis de pregrado). Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Qazvani, A., & Torabi, F. (2012). Feasibility study of solvent based huff-n-puff method (cyclic solvent injection) to enhance heavy oi recovery (p. 8). Presentado en SPE International, Alberta.
- Quevedo, L. (2013). *Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco*. (Tesis de pregrado). Caracas.
- Sandoval, M. I., Muñoz, S., & Molina, D. (2017). Onset of the Asphaltene Flocculation and Asphaltene Hydrodynamic Radius Determination Using H-Diffusion- Ordered Spectroscopy DOSY NMR. Presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/185558-MS>
- Scheidegger, A. E. (1961). General theory of dispersion in porous media. *Journal of Geophysical Research*, 66(10), 3273-3278. <https://doi.org/10.1029/JZ066i010p03273>
- Shi, R., & Kantzas, A. (2008). Enhanced heavy oil recovery on depleted long core system by CH₄ and CO₂ (p. 10). Presentado en SPE international, Calgary.
- Siddiqui, S., & A. Khamees, A. (2004). Dual-Energy CT-Scanning Applications in Rock Characterization. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/90520-MS>
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*, 12(03), 189-198. <https://doi.org/10.2118/35385-PA>

- Wen, Y., Bryan, J., & Kantzas, A. (2003). Estimation of Diffusion Coefficients in Bitumen Solvent Mixtures as Derived From Low Field NMR Spectra. Presentado en Canadian International Petroleum Conference, Petroleum Society of Canada. <https://doi.org/10.2118/2003-017>
- Wen, Y. W., & Kantzas, A. (2005). Monitoring Bitumen–Solvent Interactions with Low-Field Nuclear Magnetic Resonance and X-ray Computer-Assisted Tomography. *Energy & Fuels*, 19(4), 1319-1326. <https://doi.org/10.1021/ef049764g>
- Zhang, Y. P., Hyndman, C. L., & Maini, B. B. (2000). Measurement of gas diffusivity in heavy oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 25(1), 37-47. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(99\)00031-5](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00031-5)

Apéndice

Apéndice A. Desarrollo del protocolo experimental universidad de Calgary

A.1. Medición de propiedades petrofísicas del medio poroso al aire

Para esta investigación se trabajó con una *berea sandstone*, a la cual se le determinó: la densidad, la porosidad y permeabilidad absoluta al aire en los laboratorios de Perm inc. Para el objetivo de caracterizar la roca se usó helio y el método de la burbuja, con el montaje que se ve en la figura A.1 y los resultados finales se muestra en la tabla A.2.

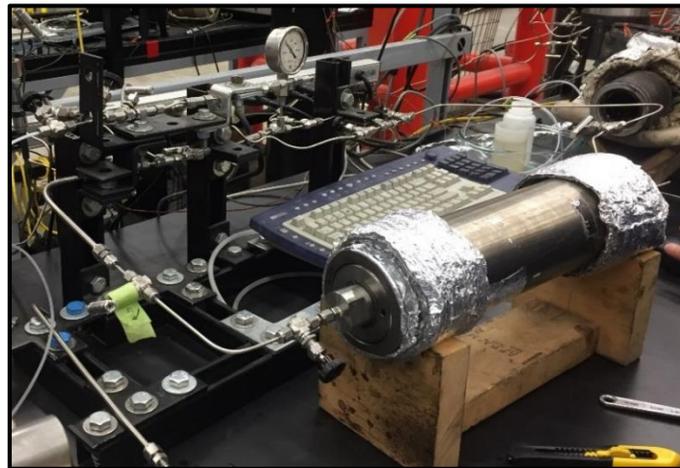


Figura A.1. Montaje experimental determinación de porosidad y permeabilidad al aire

A.1.1. Determinación porosidad al aire. Para la determinación de la porosidad al aire se usó el método de expansión de gas basado en la ley de Boyle (ecuación A.1), empleando helio y los resultados se muestran en la tabla A.2.

$$P_1V_1 = P_2V_2$$

Ecuación A.1

A.1.2. Determinación permeabilidad al aire. Para esto se usó el método de la burbuja con helio y la ecuación A.2. El proceso consistió en medir el tiempo que tomaba una burbuja para pasar por un volumen fijo de 250 cm³ a diferentes presiones. El tiempo que tardaba cada burbuja estuvo relacionado con la tasa de producción de helio a cierta presión del sistema. Para cada presión, se tomaron cinco veces la medición de dicho tiempo y este se promedió como se puede ver en la tabla A.1.

$$Q = \frac{K * (P_i^2 - P_o^2) * A}{2000 * P_a * \mu * L} \qquad \text{Ecuación A.2}$$

Tabla A.1.

Mediciones tiempo vs presión

P(psia)	Vol (cm ³)	t ₁ (s)	t ₂ (s)	t ₃ (s)	t ₄ (s)	t ₅ (s)	Avg t (s)
0.402	250	27	26.95	26.53	26.63	26.46	26.71
0.455	250	24.33	24.27	24.15	23.97	23.91	24.13
0.503	250	22.44	22.33	22.58	22.25	22.19	22.36
0.611	250	19.4	19.40	19.37	19.26	19.21	19.33
0.733	250	16.83	16.78	16.90	16.75	16.70	16.79

Con los datos obtenido en la tabla A.1, área del medio poroso y viscosidad de crudo, se graficó (P_i²-P_o²) A/ (2000 Pa μ L) vs Q y la pendiente de la línea obtenida según la ecuación A.2 correspondió al valor de la permeabilidad absoluta al aire

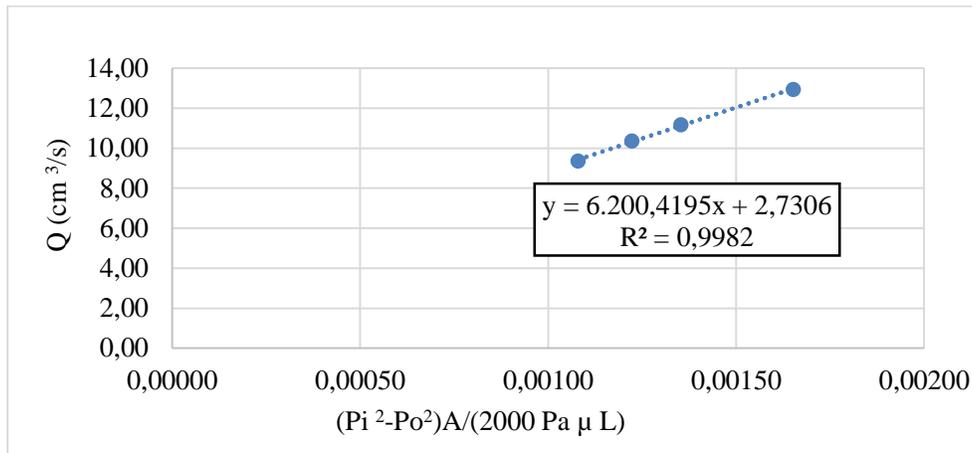


Figura A.2. Relación para determinar la permeabilidad al aire

Tabla A.2. Dimensiones y propiedades del medio poroso

Muestra-referencia	Diámetro (cm)	Longitud (cm)	Volumen (cm ³)	Volumen poroso al aire (cm ³)	Porosidad al aire, (v/v)	Permeabilidad (mD)
A32	3.83	15.1	174.15	40.75	0.234	6200.41

Con los datos mostrados en la tabla A.2, se calculó la densidad de grano del medio poroso con la ecuación A.3, dato que fue usado en el análisis con tomografía computarizada.

$$\rho_g = \frac{\rho_{bulk}}{1 - \phi} \tag{Ecuación A.3}$$

Para el núcleo usado la densidad de grano fue 2.65 g/cm³

A.2. Saturación con salmuera

A.2.1. Determinación de la porosidad al agua. Para esta fase se realizó vacío por 5 horas al medio poroso. Después se inyectó la salmuera (1% NaCl) a presión constante de 30 psig y con tasa de inyección variable. Esto se ejecutó hasta que la tasa de inyección fue 0 cm³/min, con lo cual se

garantizó la inyección de 1VP. Con el cambio en el volumen de la bomba, se calculó la porosidad de la roca al agua y los resultados se ven en la tabla A.2.

Tabla A.2.

Determinación de la porosidad al agua

Volumen de la bomba	Valor	Unidades	Condiciones	
Antes de la inyección de agua	480.66	cm ³	30 psig	24 °C
Después de la inyección de agua	436.37	cm ³	30 psig	24°C
Volumen muerto	3.96	cm ³		
Volumen poroso	40.33	cm ³		
Porosidad al agua	0.231			

A.2.2. Determinación de la permeabilidad absoluta al agua. Para esto se inyectó salmuera a tasas constantes, hasta que el diferencial de presión fue estable. En este caso particular se trabajó con cuatro tasas y los resultados de la presión de equilibrio se ven en la tabla A.3. Esta permeabilidad fue calculada con la ecuación de Darcy (ecuación A.4)

$$\frac{Q}{A} = 245 K \frac{\Delta P}{\mu L} \qquad \text{Ecuación A.4}$$

Donde

K =Permeabilidad absoluta

Q = Tasa de inyección, cm³/min

A = Área transversal, cm²

ΔP= diferencial de presión, psi

μ= viscosidad del agua, cp

L= longitud del medio poroso, cm

Tabla A.3.

Diferencial de presión estable para diferentes tasas de inyección de agua

Q(cm ³ /min)	ΔP (psi)
1.33	0.38
1	0.36
2.16	0.46
2.5	0.488

Según la ecuación 32, la permeabilidad absoluta al agua se determina con la pendiente de la gráfica Q/A vs $\mu \Delta P / L$ (Figura A.3). Para este experimento se obtuvo un valor de 3640.35 mD, aproximadamente la mitad de la permeabilidad absoluta al aire.

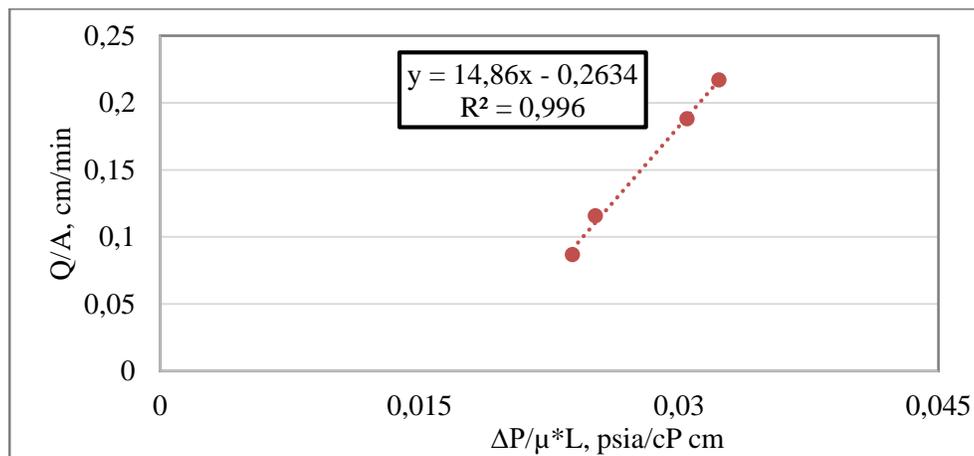


Figura A.3. Relación para determinar la permeabilidad al agua

A.3. Saturación del medio poroso con crudo pesado

Una vez el sistema fue aislado térmicamente, como se mostró en las figuras 44 y 45, se procedió a inyectar 3.4 VP del crudo pesado en el medio poroso completamente saturado con salmuera. Los primeros 3 VP fueron inyectados a 10 cm³/h (0.16 cm³/min) y el último 0.4 VP a 0.5 cm³/h (8.3*10⁻³ cm³/min) con el sistema a una temperatura a 84 °C. Como se mencionó anteriormente, los

efluentes fueron recuperados en recipientes aptos para RMN (figura A.4) y llevados al relaxometro de bajo campo, para cuantificar la cantidad de agua emulsionada y libre en cada una de las muestras mediante el análisis de los espectros obtenidos.



Figura A.4 Efluentes resultantes de la saturación con aceite extrapesado

La principal ventaja de esta metodología, aplicada para determinar el agua en cada efluente, es que el espectro no se ve afectado por muchas de las consideraciones físicas que afectan a otros tipos de instrumentos (Acker & Frediani, 1945). Para analizar los espectros de RMN de cada uno de los efluentes, se determinó y aplicó un límite, conocido como tiempo de relajación crítico (T_{2c}), que según algunos estudios es 1000 ms, ya que el agua emulsionada podría ubicarse entre valores de tiempo de relajación (T_2) de 1000 y 2000 ms (Allsopp, Wright, Lastockin, Mirotnik, & Kantzas, 2001). Con este método, la señal por debajo del límite seleccionado (T_{2c}), se toma como la señal del aceite pesado, y la señal por encima del corte (T_{2c}) es atribuida al agua libre y emulsionada. Una vez identificada la señal del agua emulsionada y agua libre, se determinó su índice de amplitud y se calculó la cantidad de agua con la ecuación 21. En la figura A.5, se muestra un ejemplo de espectro para uno de los efluentes y en la tabla 19 se presentan los resultados al analizar cada una de las botellas, que contenían los efluentes producto de la restauración del medio poroso.

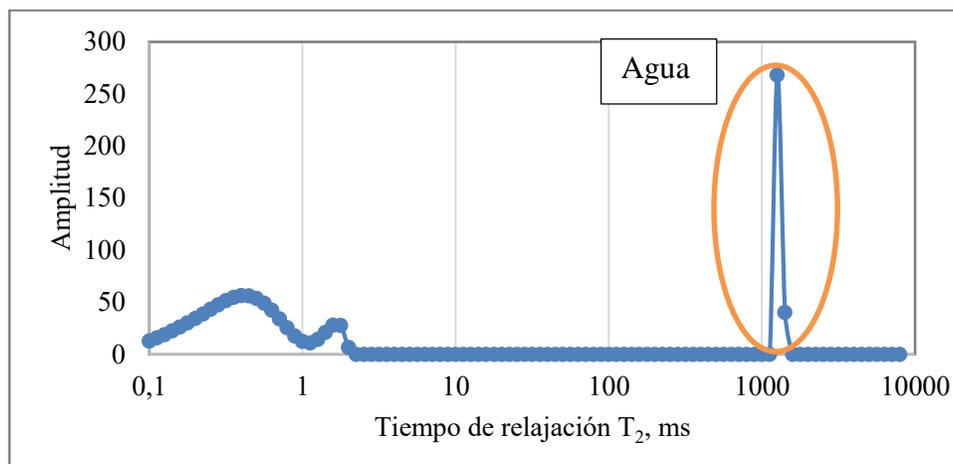


Figura A.5. Espectro común de una muestra de aceite después del proceso de saturación

Tabla A.4.

Resultados de análisis de efluentes con RMN efluentes

# Recipiente	Masa total (g)	Amplitud total	Amplitud agua	Agua recuperada(g)	Aceite recuperado(g)
1	28.13	-	-	28.03	0.1
2	14.58	446.31	123.30	0.38	14.18
3	21.27	706.59	163.18	0.21	21.04
4	20.01	611.81	160.01	0.33	20.00
5	20.14	525.68	163.94	0.39	20.13
6	30.05	639.15	160.93	0	30.03

La cantidad de agua y aceite producidos, se ven en la tabla A.5 y figura 60, y se puede analizar que el aceite hizo ruptura después de inyectar 1 VP de crudo pesado.

Con estos valores y mediante de balance de materia fue posible calcular la saturación de aceite inicial y saturación de agua irreducible. Ver tabla 22.

Tabla A.5.

Aceite y salmuera producida durante la inyección aceite

Vp inyectado acumulado	aceite producido acumulado cm ³ o	salmuera producida acumulada cm ³
0	0	0
0.921	0.04	28.03
1.446	14.373	28.271
2.008	35.634	28.271
2.504	55.636	28.307
3.000	75.768	29.357
3.408	105.806	29.357

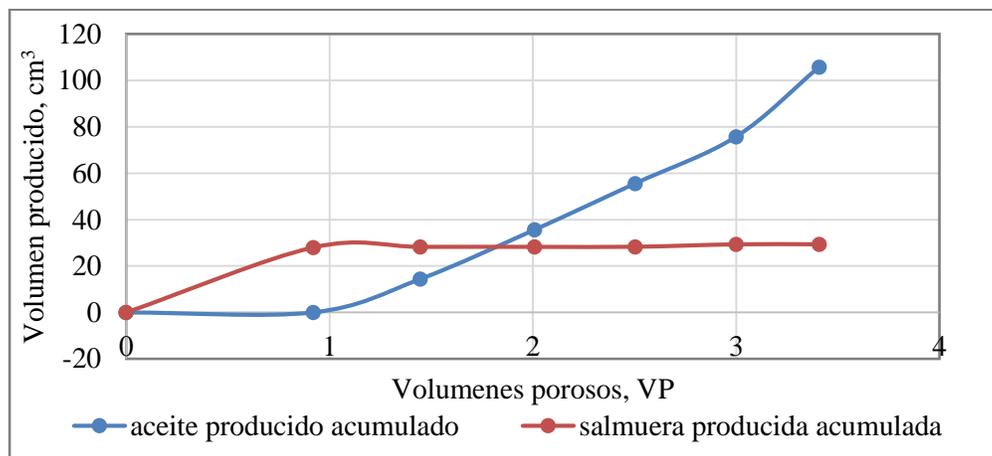


Figura A.6. Aceite y salmuera producida durante la inyección aceite

Tabla A.6.

Determinación de las saturaciones iniciales del medio poroso mediante balance de materia

Parámetro	Valor	Unidad
-----------	-------	--------

Volumen agua en medio poroso	12.742	cm ³
Volumen muerto	1.77	cm ³
Swirr	0.315	v/v
So	0.684	v/v
OOIP	27.587	cm ³

A.5. Proceso de depleción e inyección cíclica de nafta

Para reproducir el comportamiento de la etapa de producción primaria, el medio poroso fue presurizado a 600 psi con metano para promover la difusión del metano e hinchamiento del crudo con este. Después de la inyección del mencionado gas, el sistema fue cerrado hasta alcanzar una presión de equilibrio, la cual fue de 553 psig y se alcanzó después de 42 horas de remojo. Esta presión fue asumida como la presión de burbuja con una relación de solubilidad de 145 SCF/STB (26.18 Sm³ /Sm³) a una temperatura de 84°C. Después del tiempo de remojo, el sistema fue depletado hasta 300 psig a una tasa de depleción de 0.5 psi/min (figura A.7). Durante este proceso se alcanzó una producción de 3.52 g correspondiente a 12.75 % del aceite original en el medio poroso y se obtuvo finalmente un sistema con gas libre y aceite con gas en solución, listo para la inyección de nafta.

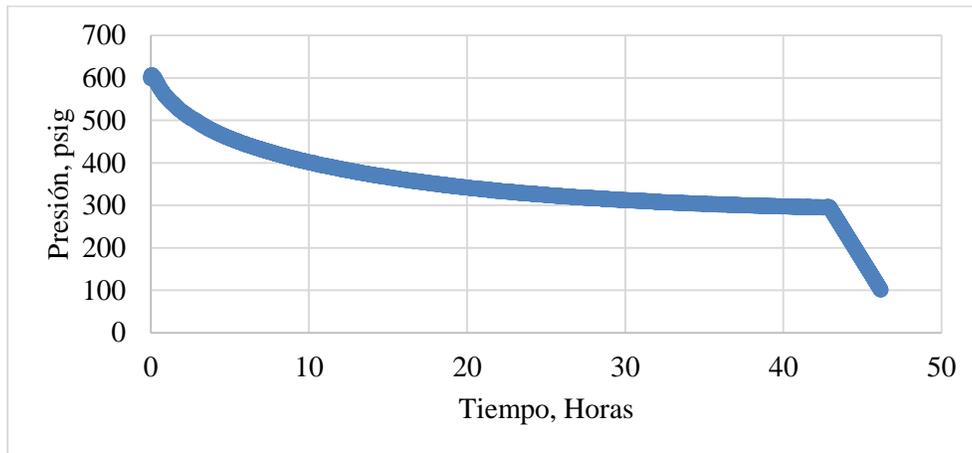


Figura A.7. Comportamiento de la presión durante el proceso de inyección de metano y depleción.

Con el objetivo de mejorar el proceso de inyección cíclica de nafta, el sistema fue presurizado inyectando dicho solvente liquido hasta alcanzar una presión superior a la presión de burbuja, para lograr mejor solubilización del metano en el aceite; por esta razón los cuatros ciclos fueron inyectados hasta alcanzar una presión de 600 psig; más tarde, el sistema fue cerrado para permitir la trasferencia de masa por difusión efectiva entre la nafta y el crudo pesado colombiano, reproduciendo la etapa de remojo. Para la etapa de producción se realizó una depleción controlada a una tasa de 0.5 psi/min hasta alcanzar la presión base.

La figura A.8 muestra un ejemplo del comportamiento de la presión para el primer ciclo, donde la presión del sistema vario durante la etapa de remojo. Esta etapa duro hasta que la presión se estabilizó, lo cual se logró después de las 22 horas y finalmente se realizó la depleción controlada.

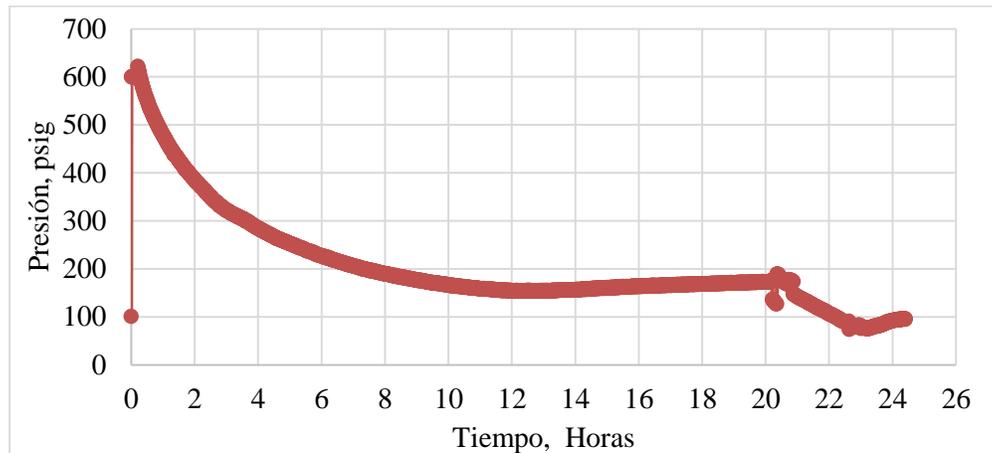


Figura A.8. Comportamiento de la presión durante la etapa de inyección y remojo del primer ciclo

En los siguientes ciclos se decidió mantener la presión constante durante la etapa de remojo y mantener cerrado el sistema por 24 horas para el segundo y tercero ciclo, y 48 horas para el cuarto ciclo, con el objetivo de analizar el efecto del tiempo de remojo sobre las etapas tardías del proceso. Después de la etapa de remojo en estos ciclos, el sistema se abrió y se depletó a 0.5 psia/min como se puede ver en la figura A.9, donde se muestra el comportamiento de la presión del segundo ciclo.



Figura A.9. Comportamiento de la presión durante la etapa de inyección y remojo del segundo ciclo.

A.6. Curva de calibración con CT

Como se explicó anteriormente, el sistema fue escaneado en cada una de las etapas, por lo tanto se obtuvieron perfiles de números CT para cada una de estas, los cuales se convirtieron a valores de densidad aparente con la curva de calibración CT. Para construir dicha curva, fueron usados como materiales estándares: agua, acetona, aluminio y tres tipos de rocas bereas con diferentes valores de densidad, que fueron escaneados con el mismo nivel de energía y corriente que el experimento principal(figura A.10).

La curva de calibración cambio constantemente, por lo cual fue necesario escanear los materiales estándares antes de escanear el sistema en cada etapa. En la figura A.11 se muestra el ejemplo de una de las curvas de calibración obtenida para este experimento

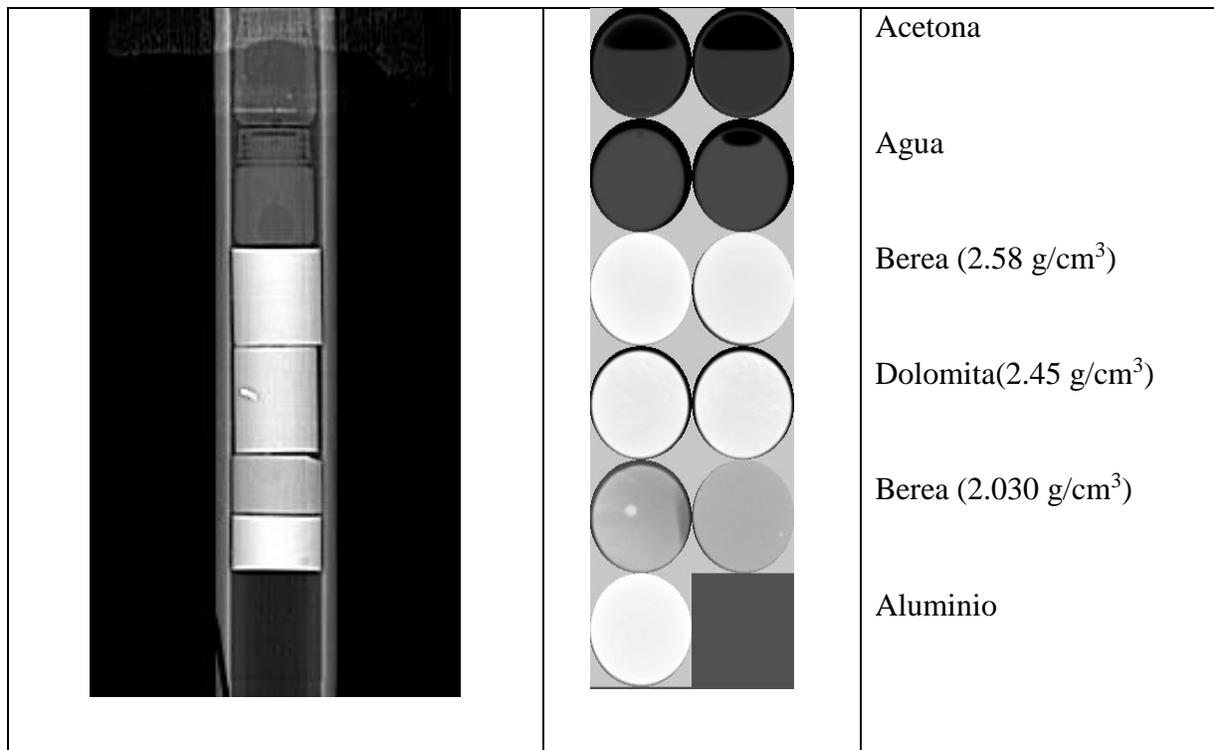


Figura A.10. Materiales estándar escaneado para el primer experimento

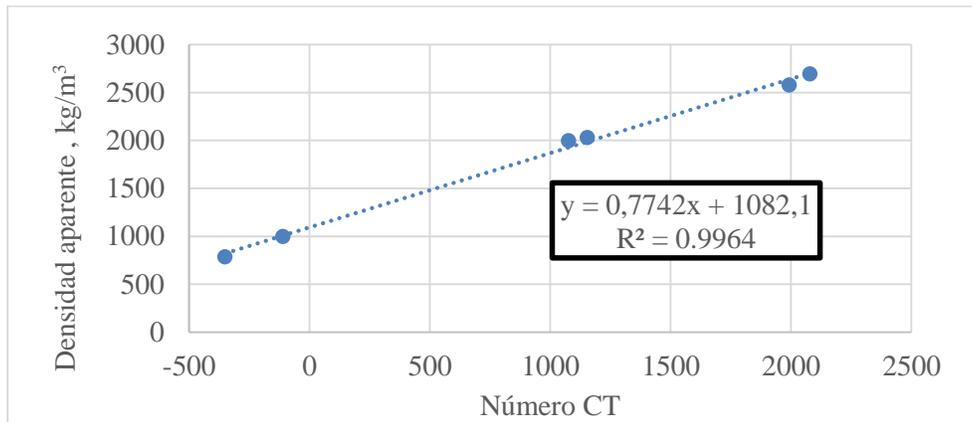


Figura A.11. Curva de calibración- primer experimento

La identificación del efecto del material del portanúcleos sobre el coeficiente de atenuación es muy importante para la curva de calibración. Para este caso el medio poroso seco y limpio fue escaneado fuera y dentro del portanúcleos para identificar el efecto que podría causar la presencia del aluminio sobre el número CT del núcleo y con esta información hacer la respectiva corrección en la curva de calibración y en los datos en cada una de las etapas del experimento. En la figura A.12 se puede analizar dicha diferencia entre los números CT para cada uno de los slices del núcleo, la cual correspondió a un valor promedio de 101.6 que afectó directamente la pendiente de la ecuación de la curva de calibración.

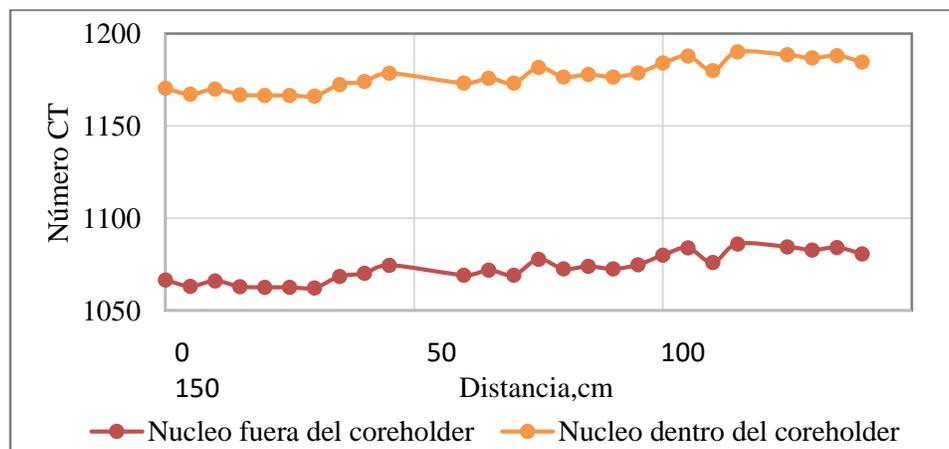


Figura A.12. Diferencia de número CT entre muestra seca dentro y fuera de portanúcleos

Apéndice B. Desarrollo del protocolo experimental Universidad Industrial de Santander

B.1 Saturación con salmuera

Para el proceso de saturación con salmuera, la muestra seca fue llevada a un horno para eliminar vapor de agua por 3 horas, después fue ubicada en la cámara de vacío donde se aplicó alto vacío, posteriormente, se dejó pasar lentamente la salmuera a la cámara hasta que el medio poroso estuvo completamente sumergido sin detener el vacío, esto se realizó por 24 horas. Como se ve en la

Figura B.1



Figura B.1. Montaje para la saturación con salmuera al vacío

B.1.1. Porosidad al agua. Después de saturar el medio poroso al vacío con salmuera (1% NaCl) por 24 horas, se calculó la porosidad de la roca al agua con la diferencia del volumen entre la muestra seca y saturada con salmuera, los resultados se pueden ver en la tabla B.1.

Tabla B.1.

Resultados de saturación con salmuera

Muestra	Volumen inicial(g)	Volumen final(g)	Volumen poroso(cm ³)	Porosidad al agua (v/v)
A22	343.33	384.244	40.19	0.237

B.1.2. Permeabilidad al agua: En esta etapa se procedió a determinar la permeabilidad absoluta al agua del medio poroso con la ley de Darcy, empleando la misma metodología que en el primer experimento, con tasas de inyección constante hasta alcanzar una presión estable (tabla B.2). Con la presión estable para cada tasa de inyección, la porosidad, longitud, y área del núcleo y la viscosidad del agua, se calculó la permeabilidad con la pendiente de la línea recta mostrada en la figura B.2. El valor de la permeabilidad absoluta al agua fue 1358.25 mD, mucho menor a la del primer experimento

Tabla B.2.

Resultados de la presión a diferentes etapas

Q(cm ³ /min)	ΔP(psia)
2.5	0.61
2	0.48
1.5	0.37
1	0.34

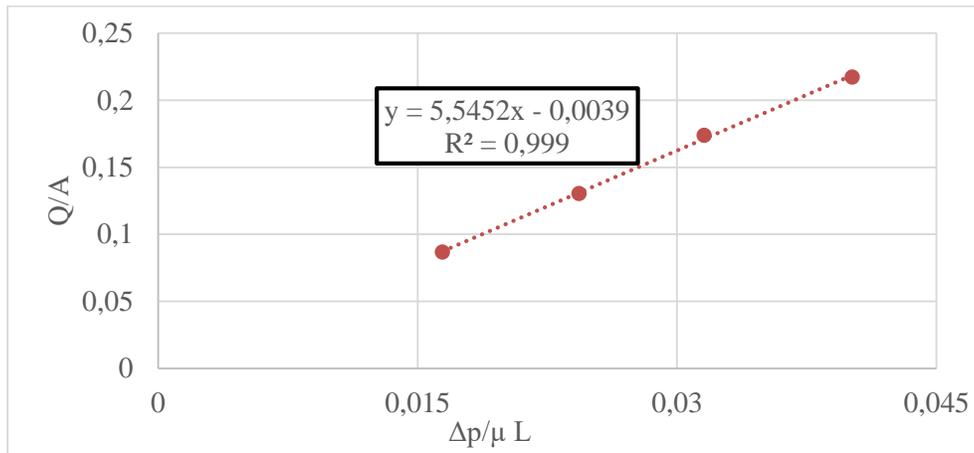


Figura B.2. Determinación permeabilidad absoluta al agua

B.2. Condiciones iniciales de saturación mediante balance de materia

Después de la completa saturación con salmuera, se procedió a inyectar 3VP de aceite pesado a una tasa de 10 cm³/h (0.17 cm³/min), con el sistema a una temperatura de 84 °C. Los efluentes recuperados en recipientes aptos para RMN (figura B.3) fueron llevados al relaxometro de bajo campo para cuantificar el agua emulsionada y libre en cada una de las muestras mediante el análisis de los espectros obtenidos con cada recipiente, a través de la metodología usada en el primer experimento, bajo los parámetros de adquisición mostrados en la tabla B.3.



Figura B.3. Efluentes de la saturación con crudo pesado

Tabla B.3.

Parámetros de adquisición con RMN durante proceso de restauración

Parámetro de adquisición NMR	Valor
Numero de escaneos	16
<i>Recycle delay (s)</i>	15
Tiempo entre ecos (ms)	1
numero ecos	8000

Un ejemplo de espectro RMN de uno de los recipientes con los efluentes recuperados durante el proceso restauración se presenta en la figura B.4. En la tabla B.4, se muestran los resultados de RMN de cada una de los recipientes y la cantidad de agua calculada mediante el concepto de índice de amplitud (IA)

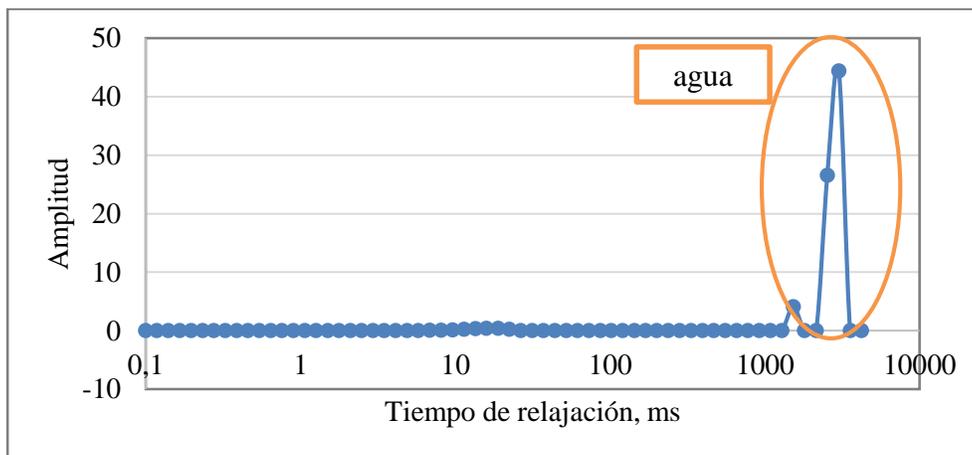


Figura B.4. Ejemplo espectro RMN para uno de los efluentes producto del proceso de saturación con aceite pesado

Tabla B.4.

Resultados del proceso de saturación con crudo pesado mediante análisis de efluentes con RMN

# de recipiente	Masa (g)	Amplitud	Ganancia	Índice de amplitud	Masa de agua	Masa de aceite	Volumen de agua (cm ³)
1	21.344	80.344	67	3.766	21.344	0	21.344
2	10.501	70.978	74	38.704	0.597	9.904	0.5973
3	30.684	74.208	66	17.832	0.548	30.135	0.5484
4	27.672	72.767	66	17.832	0.822	26.849	0.8222
5	28.529	78.986	67	20.003	0.690	27.839	0.6904
6	17.735	17.735	71	31.204	0.074	17.660	0.0749
Volumen total							24.182

Con los volúmenes de agua definidos, se determinó la saturación inicial de aceite y agua irreducible mediante balance de materia, los resultados obtenidos se muestran en la *Tabla B.5*.

Tabla B.5.

Determinación de las saturaciones iniciales del medio poroso mediante balance de material

Parámetro	Valor
Volumen muerto salida producción (cm ³)	1.5
Volumen total producido (cm ³)	22.682
Volumen poroso (cm ³)	40.33
Volumen agua en el núcleo (cm ³)	17.647
swirr	0.437
soi	0.562
OOIP (cm ³)	22.682

B.3. . Proceso de depleción e inyección cíclica de nafta

De igual forma que en el experimento anterior, el sistema fue presurizado con metano hasta alcanzar 600 psi. Después de la inyección del mencionado gas, el sistema fue cerrado hasta alcanzar un equilibrio en la presión, el cual se alcanzó después de 48 horas de remojo a una presión

de 553 psia, que será asumida como la presión de burbuja a una temperatura 84°C con relación de solubilidad de 54,6 SCF/STB y un volumen de metano de 254.6 cm³ a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente. Después del tiempo de remojo el sistema se depletó hasta 300 psia a una tasa de depleción de 0,5 psi/min, alcanzando una producción de 1,32 gramos correspondiente a 5.8 % del aceite original en el medio poroso (OOIP). Finalmente resultó un sistema con gas libre y aceite con gas en solución. El comportamiento de la presión durante el proceso de depleción se ve en la siguiente figura B.5

Como se mostró anteriormente la presión de burbuja en este caso fue mayor a comparación del primer experimento, debido a que la cantidad de gas inyectada fue menor, La medición del volumen de metano se realizó después de cada ciclo y al final cuando se llevó el medio poroso hasta presión atmosférica para producir todo el gas que quedaba en el medio poroso.

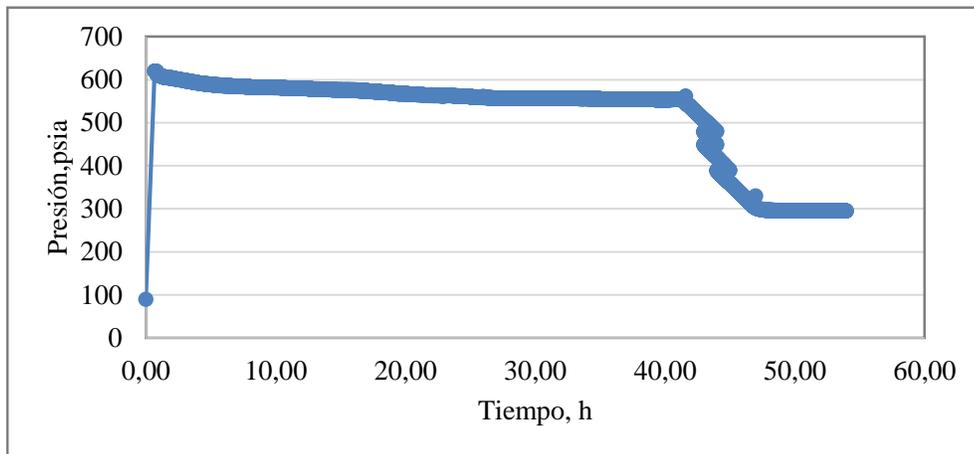


Figura B.5. Comportamiento de la presión durante el proceso de inyección de metano, remojo y depleción controlado

Para mejorar el proceso de inyección cíclica de solvente líquido se repitió la estrategia del primer experimento, el sistema fue presurizado inyectando nafta a una presión superior a la presión de burbuja para lograr mejor solubilización del metano en el aceite; por esta razón los cuatro ciclos fueron inyectados hasta alcanzar una presión de 600 psia. Durante los dos primeros ciclos la tasa de inyección de nafta fue constante con un valor de $0.25 \text{ cm}^3/\text{min}$ y los dos últimos ciclos una tasa de $5 \text{ cm}^3/\text{min}$. Después de la etapa de inyección, el sistema fue cerrado por aproximadamente 24 horas para permitir la transferencia de masa por difusión efectiva durante la etapa de remojo. Para la etapa de producción se realizó una depleción controlada a una tasa de $0.5 \text{ psi}/\text{min}$. La figura B.6 muestra un ejemplo del comportamiento de la presión en el sistema durante el primer ciclo. Para el primer y segundo ciclo el sistema fue depletado hasta una presión de 200 psi y para el tercer y cuarto ciclo la presión de producción llegó hasta 80 psi

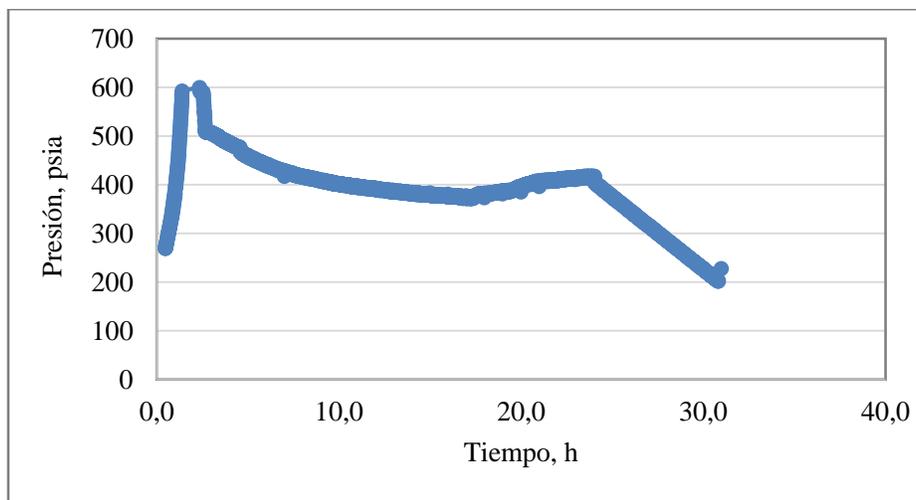


Figura B.6. Comportamiento de la presión durante la etapa de inyección y remojo del primer ciclo

B.4. Curva de calibración TC

Para usar la metodología de análisis con TC fue necesario construir una curva de calibración como se explicó en el primer capítulo. Para este experimento se usó acetona, agua, una barra de aluminio y dos bereas con propiedades similares a la usada en el experimento (figura B.7 y B.8). Esta fue construida por diferentes días, sin embargo no presentó cambio como si se evidenció en el experimento 1 con el tomógrafo de tercera generación.



Figura B.791. Materiales estándares escaneados para construir la curva de calibración

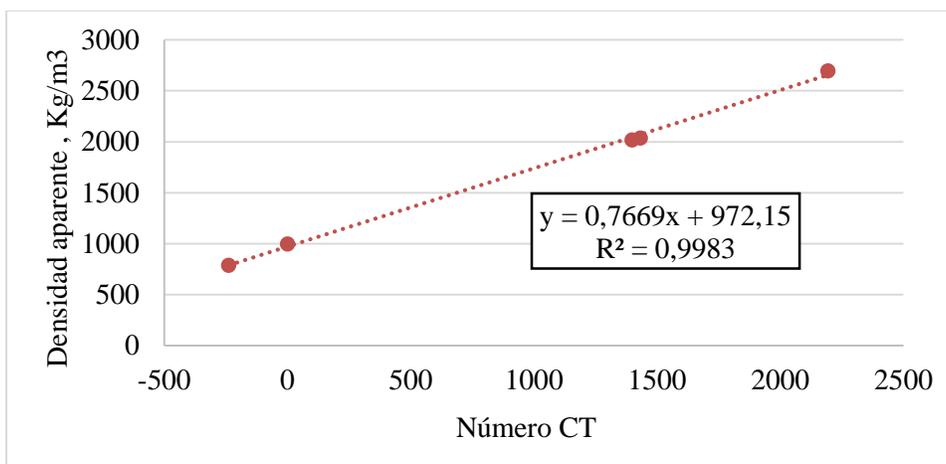


Figura B.8. Curva de calibración TC segundo experimento

B.5. Escaneo de fluidos

En esta parte, se muestran el escaneo de los fluidos usados para esta prueba, donde se puede observar la diferencia de números CT entre el crudo estudiado y la nafta.

En la figura B.9 se presentan los resultados de escanear la nafta y el crudo en contacto directo, los cuales tuvieron una diferencia de 268 números CT, sin tener en cuenta el medio poroso

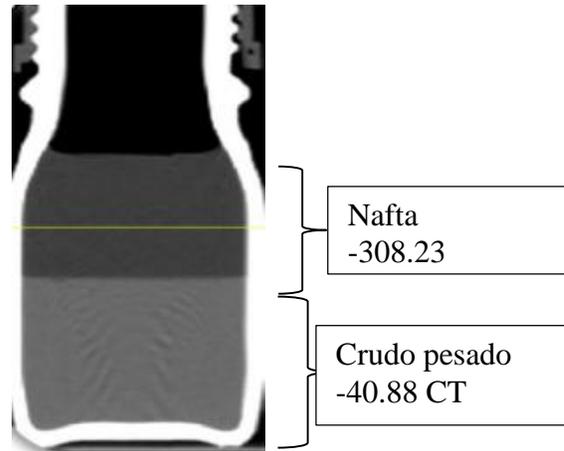


Figura B.9. fluidos escaneados en contacto-segundo experimento

Esta misma muestra de fluidos fue escaneada después de 72 horas y se pudo identificar con cierto grado de dificultad de manera cualitativa la nafta, la zona de mezcla y el crudo (figura B.10), ya que al transcurrir el tiempo sus densidades son muy parecidas a medida que se expande la zona de mezcla, por esta razón fue difícil realizar un análisis cualitativo de la interacción entre el crudo y nafta en el medio poros como se explicó en el primer experimento

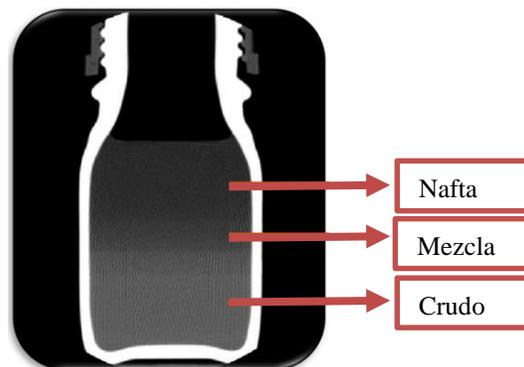


Figura B.10. fluidos escaneados en contacto-segundo experimento después de 72 horas en contacto

Apéndice C. Metodología para el desarrollo de un proceso de inyección cíclica de solventes líquidos con TC Y RMN

C.1. Actividades previas

C.1.1. Definición de las condiciones de desplazamiento

En este primer paso se define la temperatura a la cual se va realizar la prueba, dependiendo de esta la configuración y el ensamblaje del equipo puede cambiar. Debido a que la metodología presentada es para crudos pesados y extrapesados, es necesario trabajar a altas temperaturas para que el crudo se mueva a través del sistema, por lo tanto es necesario hacer adecuaciones térmicas en los cilindros, líneas y coreholder. Estas adecuaciones se realizan mediante cintas de calentamientos y chaquetas térmicas que funcionan como aislantes.

C.1.2. Determinación propiedades de fluidos

Para realizar una caracterización del comportamiento de los fluidos es necesario determinar el comportamiento de propiedades tales como: densidad y viscosidad de las mezclas crudo-solvente a diferentes concentraciones y temperaturas mediante el uso de densímetro y viscosímetros. En esta etapa también es importantes escanear los fluidos que se usaran en el experimento, para este caso específico solvente líquido, crudo pesado y salmuera con el fin de evaluar el contraste que tiene estos fluidos entre sí. Con esta metodología se busca que exista una diferencia de número CT entre el crudo y solvente superior a 300 para asegurar que será posible identificar cada fluido, si no se logra este contraste será necesario usar dopantes, sin embargo no es tan común en este tipo de procesos debido a la deferencia que existe entre el crudo pesado y el solvente líquido.

C.3. Adecuación del equipo

Para la inyección de polímero es necesario considerar los siguientes aspectos:

- Equipo de tomografía computarizada: Se requiere un escáner médico multicorte de mínimo 64 cortes axiales por rotación, de tercera o cuarta generación con la capacidad de realizar slice cada 0.5 mm. El equipo debe tener energía graduable, de manera que se pueda realizar escaneo a energía alta (120 - 140 kV) y energía baja (80-100 kV). Adicionalmente, debe contar con un equipo de desplazamiento asociado que tenga los siguientes elementos:
 - Core Holder
 - Bombas de desplazamiento positivo
 - Contenedor de fluidos
 - Back pressure.
 - Medidores de diferencial de presión
 - Sistema de control.
 - Sistema de cámaras y control de interfase
 - Horno

Si no se cuenta con un equipo armado se necesita los siguientes pasos:

- Corte y armado de las líneas de inyección, producción y confinamiento
- Medición del volumen muerto del equipo
- Calibración de los transductores de presión

Si se cuenta con un equipo armado se debe:

- Comprobar el estado de las líneas y juntas (Fugas)
- Limpieza de las líneas (Inyección-Producción) del equipo con varsol
- Desmonte y limpieza del Core Holder
- Calibración de los medidores de presión.

C.4. Determinación de las propiedades petrofísicas

Este paso es fundamental, ya que se deben conocer las propiedades petrofísicas básicas las cuales son: porosidad al aire, permeabilidad absoluta al aire y el volumen poroso de la muestra. Estos valores serán de referencia y serán usados para la comparación en los cálculos de la roca seca con tomografía computarizada.

C.5 Preparación del equipo de tomografía

Se debe realizar los siguientes pasos:

C.5.1. Determinación del voltaje y corriente.

C.5.2. Escaneo de los estándares

C.5.3. Creación de la curva de calibración. Esta se crea al graficar el número CT vs la densidad aparente de cada estándar escaneado Definir el espaciado entre slices

C.6. preparación de la muestra limpia y seca

C.6.1. Escanear la muestra limpia y seca con el nivel de energía y espaciado determinado en el paso 4.1 y 4.4 respectivamente.

C.6.2. Convertir los datos CT a valores de densidad mediante la curva de calibración construida en paso 4.3.

C.6.3. Calcular la densidad de la roca por tomografía, la cual corresponde al promedio de densidades.

C.6.4. Calcular la densidad de grano por medio de la siguiente formula: $\rho_g = \frac{\rho_B}{1-\phi}$ Se asume que la densidad del aire es de 1,2 kg/m³ y la porosidad la determinada por métodos convencionales.

C.6.6. Realizar el tratamiento de imágenes para obtener las imágenes de densidad de la muestra seca

C.6.7. Graficar el perfil de densidades aparente a través del medio poroso.

C.6.8. Calcular la porosidad al aire CT mediante la siguiente formula:
$$\emptyset = \frac{\rho_B - \rho_g}{\rho_{aire} - \rho_g}$$

C.6.8. Realizar las adecuaciones térmicas escanear nuevamente, repetir desde el paso 5. 1 y comparar los resultados.

C.7. saturación 100% con salmuera

C.7.1. Determinar el volumen poroso por saturación

C.7.2. Determinar la permeabilidad absoluta al agua a mínimo 3 tasas entre 0.1 a 1 cm³/min hasta que la presión diferencial sea constante (+/-5%) mediante la ecuación de Darcy:
$$\frac{Q}{A} = 245 * K \frac{\Delta P}{\mu L}$$

C.7.3. Escanear la muestra saturada de salmuera con la misma energía y espaciado que en el paso 5.1.

C.7.4. Convertir los datos CT a valores de densidad mediante la curva de calibración realizada para esas condiciones.

C.7.5. Calcular la porosidad al agua CT mediante la siguiente formula:

$$\emptyset = \frac{\rho_B - \rho_g}{\rho_{agua} - \rho_g}$$

Comparar este valor con la porosidad calculada por gravimetría, nota: el porcentaje de error entre la determinada con CT y la determinada de manera convencional no debe superar el 5%

C.7.6. Realizar el tratamiento de imágenes para obtener las imágenes de densidad de la muestra 100% saturada con salmuera.

C.8. Proceso de saturación con aceite pesado

C.8.1. Inyectar 3 volúmenes porosos de crudo pesado a una tasa de flujo muy bajas entre 10 cm³/hora a 0.5 cm³/min.

C.8.2. Recolectar los efluentes cada 0.5 Volúmenes poroso y cuantificar el agua producida. Para determinar la cantidad de agua producida, es necesario llevar cada efluente al equipo de resonancia magnética de bajo campo para identificar el agua, ya que esta posiblemente esta emulsionada con el crudo por lo tanto no se pueden distinguir, ni separar fácilmente. Con los datos obtenidos con RMN es posible calcular la (S_w) irreducible y la saturación de aceite en la muestra mediante balance de materia.

C.8.3. Escanear la muestra saturada de salmuera saturada de aceite con las mismas especificaciones que en el paso 5.1

C.8.4. Convertir los datos CT a valores de densidad mediante la curva de calibración realizada para esas condiciones.

C.8.5. Calcular la saturación de aceite por cada slice mediante la siguiente ecuación:

$$S_{oi} = \frac{\rho_B - \rho_g + \phi(\rho_g - \rho_w)}{\phi(\rho_o - \rho_w)}$$

Para el uso de esta ecuación es necesario calcular la densidad del aceite en laboratorio y compararla con la calculada por medio de tomografía.

C.8.6. Calcular el promedio ponderado de saturación mediante la siguiente formula:

$$S_o = \frac{\sum_{i=1}^n S_{oi} * \phi_i}{\sum_{i=1}^n \phi_i}$$

La cual relaciona la saturación por cada slice (S_{oi}) con la porosidad calculada para cada slice en el paso 6.5.

C.8.7. Comparar la saturación obtenida por medio del balance de materia y el obtenido mediante tomografía, el porcentaje de error no deberá ser mayor al 5%.

C.8.8. Realizar el tratamiento de imágenes para obtener las imágenes de densidad de la muestra a condiciones de saturación inicial.

C.8.9. Construir la curva de densidad y distribución de saturación a lo largo del núcleo

C.9. Proceso de inyección de metano y depleción

Este paso se realiza con el objetivo de que el medio poroso cuente con cierta compresibilidad con esto se permita la inyección de solvente líquido, evitando un incremento excesivo de la presión con un bache muy pequeño de solvente líquido. El proceso consiste en hacer una inyección de un gas (metano) y después hacer una depleción controlada para simular producción primaria, y que

el medio poroso quede finalmente con una diferente distribución de saturaciones y aceite con gas en solución.

C.9.1 Inyectar gas metano hasta alcanzar una presión superior a la presión de burbuja del crudo, mientras todas las válvulas están cerrada, excepto la del lado de inyección

C.9.2. Cerrar las válvulas hasta que la presión se estabilice donde se asegura que el gas se ha difundido completamente en el aceite del medio poroso. , esto puede tardar entre 48 y 72 horas.

C.9.3. Depletar el medios poroso a una tasa de depleción 0.5 psi/min hasta 200 psi para asegurar tener producción de aceite y saturación de gas inicial que se encargará de dar compresibilidad ala sistema y permitirá que el solvente liquido entre al medio poroso.

C.9.4. Llevar los efluentes recuperados durante el proceso de depleción a RMN de bajo campo y a repetir el paso 7.3.

C.9.5. Escanear nuevamente el medio poroso para determinar la nueva distribución de saturación de aceite incluyendo la del gas con las mismas condiciones del paso 5.1.

C.9.6. Convertir los datos CT a valores de densidad mediante la curva de calibración realizada para esas condiciones.

C.9.7 Calcular la saturación de aceite por cada slice mediante la siguiente ecuación, para este caso se asume que la saturación de agua será constante durante todo el procedimiento, ya que en el desarrollo de los protocolos en laboratorio se percibió producción de agua adicional.

$$S_o = \frac{\rho_B - (1 - \phi)\rho_g - \phi S_w \rho_w - \phi \rho_{gas} - \phi S_w \rho_{gas}}{\phi(\rho_o - \rho_{gas})}$$

Para el uso de esta ecuación es necesario calcular la densidad del aceite en laboratorio y compararla con la calculada por medio de tomografía.

C.9.8. Calcular el promedio ponderado de saturación mediante la siguiente formula:

$$S_o = \frac{\sum_{i=1}^n S_{oi} * \phi_i}{\sum_{i=1}^n \phi_i}$$

La cual relaciona la saturación por cada slice (Soi) con la porosidad calculada para cada slice en el paso 6.5.

C.9.9. Comparar la saturación obtenida por medio del balance de materia y el obtenido mediante tomografía, el porcentaje de error no deberá ser mayor al 5%.

C.9.10. Realizar el tratamiento de imágenes para obtener las imágenes de densidad de la muestra a condiciones de saturación inicial.

C.9.11. Construir la curva de densidad y distribución de saturación a lo largo del núcleo

C.10. Inyección cíclica de solvente líquido

C.10.1. Inyectar el solvente hasta alcanzar una presión superior a la presión de burbuja del crudo, mientras todas las válvulas están cerrada, excepto la del lado de inyección.

C.10.2. Cerrar las válvulas hasta que la presión se estabilice donde se asegura que se ha alcanzado equilibrio por transferencia de masa entre el solvente líquido y el aceite del medio poroso. debido a que en esta etapa está presente solo el mecanismo de difusión efectiva el tiempo recomendado esta entre 24 y 72 horas. Sin embargo se recomienda hacer un análisis de este tiempo con los coeficientes de difusión molecular.

C.10.3. Abrir la válvula y depletar el medio poroso a una tasa de depleción 0.5 psi/min hasta una presión por debajo de la presión de burbuja.

C.10.4. Llevar los efluentes recuperados durante el proceso de depleción a RMN de bajo campo y con la curva de calibración construida con las propiedades RMN, determinar la cantidad de aceite y solvente recuperado

C.10.5. Escanear nuevamente el medio poroso para determinar la nueva distribución de saturación de aceite incluyendo la del gas con las mismas condiciones del paso 5.1.

C.10.6. Convertir los datos CT a valores de densidad mediante la curva de calibración realizada para esas condiciones.

C.10.7. Calcular la saturación de aceite por cada slice mediante la siguiente ecuación, para este caso se asume que la saturación de agua será constante durante todo el procedimiento, ya que en el desarrollo de los protocolos en laboratorio se percibió producción de agua adicional.

$$S_o = \frac{\rho_B - (1 - \phi)\rho_g - \phi S_w \rho_w - \phi \rho_{gas} - \phi S_w \rho_{gas}}{\phi(\rho_o - \rho_{gas})}$$

Para el uso de esta ecuación es necesario calcular la densidad del aceite en laboratorio y compararla con la calculada por medio de tomografía.

C.10.8. Calcular el promedio ponderado de saturación mediante la siguiente formula:

$$S_o = \frac{\sum_{i=1}^n S_{oi} * \phi_i}{\sum_{i=1}^n \phi_i}$$

La cual relaciona la saturación por cada slice (S_{oi}) con la porosidad calculada para cada slice en el paso 6.5.

C.10.9. Comparar la saturación obtenida por medio del balance de materia y el obtenido mediante tomografía, el porcentaje de error no deberá ser mayor al 5%.

C.10.10. Realizar el tratamiento de imágenes para obtener las imágenes de densidad de la muestra a condiciones de saturación inicial.

C.10.11. Construir la curva de densidad y distribución de saturación a lo largo del núcleo.

C.10.12. El procedimiento mostrado en esta sección se realiza para cada ciclo de la misma forma.

