

Estudio De Un Proceso De Inyección De Polímero Mediante Pruebas De Desplazamiento
Con Tomografía Computarizada

Daniel Fernando Moreno Díaz

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Magister en Ingeniería de
Hidrocarburos

Director

Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco
Magister en ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de ingeniería de Petróleos
Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos
Bucaramanga

2018

Dedicatoria

A Dios por siempre estar conmigo en este camino, por ayudarme a lograr una de mis grandes metas, acompañándome en los buenos y malos momentos.

A mis Padres y hermanos por siempre confiar en mí, por su apoyo incondicional, por su gran amor y motivación para alcanzar esta meta.

A todos mis amigos del grupo de Recobro Mejorado que estuvieron en todos los triunfos y adversidades.

A mis grandes amigos Álvaro y John por su apoyo incondicional.

Y a todas las personas que contribuyeron con este logro y que estuvieron pendiente de mí para llegar a esta meta tan anhelada.

Agradecimientos

A la universidad industrial de Santander por contribuir con mi aprendizaje y formación.

A la a Facultad de Estudios de Posgrado de la Universidad de Calgary.

A los doctores Apostols Kantzas y John Bryan de la Universidad de Calgary por su valiosa colaboración en el planteamiento y desarrollo de la investigación.

Al grupo de investigación recobro mejorado. (GRM).

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz por su guía y apoyo incondicional durante el desarrollo de esta investigación.

A la ingeniera Xiomara Rodríguez por la confianza dada y el apoyo constante.

Al instituto colombiano del petróleo (ICP) en especial al Msc Álvaro Villar y a todas las personas del laboratorio de Química de producción.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	19
1. Fundamento teórico	21
1.1 Generalidades de la inyección de polímeros.....	21
1.2 Fundamentos físicos de la inyección de polímeros.....	22
1.2.1 Razón de movilidad agua-petróleo (M).....	22
1.2.2 Eficiencia de barrido volumétrico (Ev).....	23
1.2.3 Factor de resistencia y Factor de resistencia Residual.....	24
1.2.4 Volumen poroso inaccesible.....	26
1.3 Fundamento de los polímeros	26
1.3.1 Definición.....	26
1.3.2 Clasificación.....	27
1.3.3 Estabilidad del polímero.....	28
1.4 Problemas frecuentes en el medio poroso	30
1.4.1 Entrampamiento Mecánico	31
1.4.2 Retención Hidrodinámica.....	32
1.4.3 Adsorción.....	33
1.5 Pruebas de desplazamiento.....	41
1.5.1 Análisis de Efluentes.....	42

1.5.2 Prueba de adsorción dinámica.	43
2. Determinación de la adsorción del polímero mediante pruebas de desplazamiento	45
2.1 Diseño experimental	46
2.2 Desarrollo experimental.....	46
2.2.1 Insumos y materiales para el desplazamiento.....	46
2.2.2 Condiciones de la prueba.	51
2.2.3 Adecuación de equipo.....	52
2.2.4 Protocolo experimental.	53
2.2.5 Prueba de adsorción dinámica para polímeros de bajo y medio peso molecular....	63
2.2.6 Determinación del factor de resistencia y factor de resistencia residual.	83
3. Pruebas de desplazamiento con polímero mediante la aplicación de tomografía computarizada.....	88
3.1 Principio Físico Tomografía Computarizada.....	89
3.2 Software De Visualización.....	92
3.2.1 Image J ¹⁰	93
3.3 Evaluación experimental interacción dopante-solución polimérica	94
3.3.1 Diseño experimental.	95
3.3.2 Procedimiento.	96
3.4 Desarrollo de la metodología.....	101
3.4.1 Montaje Experimental.....	101
3.4.2 Medición del volumen muerto.	104
3.4.3 Procedimiento experimental.	104
3.4.4 Preparación de los fluidos de inyección.....	105

3.4.5 Medición de permeabilidad al aire y porosidad de las muestras a usar.	106
3.4.6 Medición de la permeabilidad absoluta al agua.	108
3.4.7 Preparación del equipo de tomografía.	110
3.4.8 Análisis convencional- Balance de materia.	115
3.5 Análisis con imágenes CT y mapas de densidad	128
3.6 Análisis cuantitativo con tomografía computarizada.....	145
3.6.1 Perfil de porosidad	145
3.6.2 Perfil de densidad.....	148
3.6.3 Perfil de saturaciones.	152
Conclusiones	157
Recomendaciones	159
Referencias bibliográficas.....	160
Apéndices.....	164

Lista de Tablas

Tabla 1. Diseño experimental planteado 46

Tabla 2. Polímeros suministrados por empresas del sector 47

Tabla 3. Polímeros seleccionados 47

Tabla 4. Porcentaje de humedad de los polímeros seleccionados 49

Tabla 5. Composición de la Salmuera 49

Tabla 6. Propiedades de las muestras de Berea 51

Tabla 7. Condiciones de la prueba 52

Tabla 8. Volumen poroso por saturación 56

Tabla 9. Bitácora para el cálculo de la permeabilidad absoluta al agua 58

Tabla 10. Diferenciales de presión obtenidos 58

Tabla 11. Estado final inyección de aceite 60

Tabla 12. Bitácora para el cálculo de la permeabilidad efectiva al aceite 60

Tabla 13. Tasas de inyección y diferenciales para el cálculo de RF y RRF 62

Tabla 14. Data de la solución madre 65

Tabla 15. Absorbancia para las diferentes diluciones 67

Tabla 16. Parámetros de la prueba de adsorción flopaan 3230s 70

Tabla 17. Concentraciones teóricas y reales del polímero y trazador 71

Tabla 18. Primer Bache de polímero + trazador 72

Tabla 19. Inyección bache de agua 73

Tabla 20. Segundo Bache de polímero+ trazador 74

Tabla 21. Valor de adsorción e VPI 80

<i>Tabla 22. Parámetros de la prueba adsorción Floppan 3430s</i>	80
<i>Tabla 23. Concentraciones teóricas y reales del polímero flopaan 3430s y trazador</i>	80
<i>Tabla 24. Primer Bache de polímero</i>	81
<i>Tabla 25. Diseño experimental realizado para la determinación del Rf y Rrf</i>	84
<i>Tabla 26. Diferenciales de presión para etapas de inyección en la prueba de Rf y Rrf</i>	85
<i>Tabla 27. Valores de Rf y Rrf calculados</i>	86
<i>Tabla 28. Composición salmuera inicial</i>	95
<i>Tabla 29. Diseño experimental planteado</i>	96
<i>Tabla 30. Porcentaje de humedad de los polímeros</i>	96
<i>Tabla 31. Constantes del bulbo inferior y superior</i>	97
<i>Tabla 32. Viscosidad cinemática solución polimérica con salmuera de NaCl 7600 ppm</i>	99
<i>Tabla 33. Viscosidad para la salinidad y concentración del polímero 3230s</i>	100
<i>Tabla 34. Viscosidad para la salinidad y concentración del polímero 3430s</i>	101
<i>Tabla 35. Data de calibración del transductor 2</i>	103
<i>Tabla 36. Composición salmuera usada</i>	105
<i>Tabla 37. Propiedades de las muestras usadas</i>	106
<i>Tabla 38. Medición de porosidad</i>	107
<i>Tabla 39 Mediciones de tiempo vs presión</i>	107
<i>Tabla 40. Determinación de permeabilidad absoluta al aire</i>	108
<i>Tabla 41. Cálculos de K abs agua Muestra B6.2</i>	109
<i>Tabla 42. Valores principales CT de los estándares</i>	113
<i>Tabla 43. Valores CT vs densidad medida</i>	113
<i>Tabla 44. Análisis efluentes de la inyección de aceite</i>	119

Tabla 45. Balance de materia para la inyección de agua 120

Tabla 46 Determinación de los estados finales de la inyección 121

Tabla 47. Balance de materia inyección de polímero 125

Tabla 48 Determinación de los estados finales de la inyección de polímero..... 126

Tabla 49. Data muestra seca B6.2 129

Tabla 50. Data de densidad, CT de la muestra 100% saturada con agua 131

Tabla 51. Data inyección de aceite..... 133

Tabla 52. Data escaneo inyección de agua 137

Tabla 53. Data escaneo inyección de polímero 1000 ppm..... 138

Tabla 54. Data escaneo inyección de polímero 2000 ppm 143

Tabla 55. Comparación de la porosidad promedio al gua..... 148

Tabla 56. Comparación saturación de aceite con balance de masa y TC 155

Lista de Figuras

Figura 1. Eficiencia de desplazamiento del agua y el polímero..... 23

Figura 2. Factor de resistencia versus Velocidad Darcy. 25

Figura 3. Volumen poroso inaccesible. 26

Figura 4: Estructura química de una poliacrilamida parcialmente hidrolizada HPAM. 29

Figura 5. Mecanismos de retención del polímero en el medio poroso..... 31

Figura 6. Factores importantes en la adsorción del polímero 35

Figura 7 (a). Efecto del peso molecular. 37

*Figura 8.*Efecto del porcentaje de hidrolisis..... 38

Figura 9 (a) .Efecto de la Concentración del polímero 39

*Figura 10.*Efecto de la mineralogía de la superficie rocosa en la adsorción del polímero..... 41

*Figura 11.*Efecto de la sal en la adsorción..... 41

*Figura 12.*Perfiles de Concentración de los efluentes. 43

Figura 13. Viscosidad vs Temperatura Aceite Mineral Klearol..... 51

Figura 14. Muestra de berea usada..... 51

Figura 15. Equipo de desplazamiento (1)..... 52

Figura 16. Core holder 53

Figura 17. Equipo de desplazamiento (2)..... 54

Figura 18. Protocolo experimental 55

*Figura 19.*Saturación de la muestra por medio de vacío 55

Figura 20. Diferenciales de presión vs tasa de inyección 59

*Figura 21.*Corrección por Threshold pressure..... 61

<i>Figura 22.</i> Diferencial de presión para las diferentes tasas muestra BN-TC-GRM-2.....	63
<i>Figura 23.</i> Diferencial de presión para las diferentes tasas muestra BN-TC-GRM-5.....	63
<i>Figura 24.</i> Preparación solución madre.....	66
<i>Figura 25.</i> Curva de calibración del trazador KSCN	68
<i>Figura 26.</i> Espectrofotómetro y diluciones usadas	69
<i>Figura 27.</i> Concentración de polímero vs Volúmenes porosos inyectados.....	75
<i>Figura 28.</i> Concentración de trazador vs VP inyectados	76
<i>Figura 29.</i> Concentración normalizada de polímero y trazador	77
<i>Figura 30.</i> Primer y segundo bache normalizados	78
<i>Figura 31.</i> Diferencial de presión vs tiempo prueba de adsorción flopaan 3430s	83
<i>Figura 32.</i> Rf vs Tasa de inyección a diferentes concentraciones.....	88
<i>Figura 33.</i> Representación gráfica de vóxeles.....	90
<i>Figura 34.</i> Medidas obtenidas por el Image J.....	94
<i>Figura 35.</i> Soluciones poliméricas diluidas.....	97
<i>Figura 36.</i> Tubo capilar.....	98
<i>Figura 37.</i> Viscosímetro Cannon Fenske	98
<i>Figura 38.</i> Regresión lineal Presión vs Voltaje	102
<i>Figura 39.</i> Coreholder armado	103
<i>Figura 40.</i> Cabezotes de inyección.....	103
<i>Figura 41.</i> Equipo de desplazamiento	105
<i>Figura 42.</i> Montaje para la medición de K aire y Porosidad.....	107
<i>Figura 43.</i> Regresión para determinar la permeabilidad	108
<i>Figura 44.</i> Q/A vs $dp/Vis*L$ Muestra B6.2	109

<i>Figura 45.</i> Niveles de energía para la adquisición de imágenes.....	111
<i>Figura 46.</i> Estándares más usados para la construcción de las curva de calibración	112
<i>Figura 47.</i> Estándares usados en la curva de calibración 120kV	112
<i>Figura 48.</i> Curva de calibración	114
<i>Figura 49.</i> Curva de calibración a 140 Kv	115
<i>Figura 50.</i> Escaneo de los fluidos a usar	115
<i>Figura 51.</i> Presión vs Tiempo Q: 0.2 cc/min Inyección de aceite.....	116
<i>Figura 52.</i> Presión vs Tiempo Q: 0.023 cc/min.....	117
<i>Figura 53.</i> Efluentes de la inyección de aceite	117
<i>Figura 54.</i> Saturación de aceite vs VP inyectados	118
<i>Figura 55.</i> Saturación de agua vs VP inyectados.....	119
<i>Figura 56.</i> Efluentes inyección de agua	120
<i>Figura 57.</i> Corte de agua vs Volúmenes porosos inyectados	122
<i>Figura 58.</i> Saturación de aceite vs Volúmenes porosos inyectados	122
<i>Figura 59.</i> Presión vs Tiempo a tasa de 0.2 cc/min Inyección de agua.....	123
<i>Figura 60.</i> Presión vs tiempo a tasa de 0.066 cc/min Inyección de agua	124
<i>Figura 61.</i> Presión vs Tiempo @ 0.066 cc/min Inyección de agua	124
<i>Figura 62.</i> Efluentes inyección de polímero.....	125
<i>Figura 63.</i> FR incremental vs VP inyectados de polímero.....	127
<i>Figura 64.</i> Saturación de aceite vs Volúmenes porosos inyectados de polímero.....	127
<i>Figura 65.</i> Corte de agua vs Vp inyectados de polímero	128
<i>Figura 66.</i> Imágenes de densidad roca seca B6.2.....	130
<i>Figura 67.</i> Visualización 3D, Imágenes de densidad roca seca B6.2.....	131

Figura 68. Imágenes de densidad de la roca 100% saturada salmuera dopada..... 132

Figura 69. Visualización 3D. Muestra saturada 100% 133

Figura 70. Imágenes de densidad de la roca al final de la inyección de aceite 135

Figura 71. Visualización 3D. Muestra al finalizar la inyección de aceite..... 135

Figura 72. Comparación de los diferentes estados de la roca 136

Figura 73. Imágenes de densidad de la roca al final de la inyección de agua..... 139

Figura 74. Visualización 3D. Mapa de densidades al finalizar la inyección de agua 139

Figura 75. Imágenes de densidad de la roca al final de la inyección de polímero 141

Figura 76. Visualización 3D. Mapa de densidades al finalizar la inyección de polímero 141

Figura 77. Visualización 3D. Mapa de densidades al finalizar la inyección de agua 142

Figura 78. Visualización 3D. Mapa de densidades al finalizar la inyección de polímero. ... 142

Figura 79. Imágenes de densidad de la roca al final de la inyección de polímero 2 144

Figura 80. Comparación entre los estados finales de inyección de la roca..... 145

Figura 81. Distribución de porosidad al aire 147

Figura 82. Distribución de porosidad al agua 149

Figura 83. Tendencia entre la densidad de la muestra seca y saturada 149

Figura 84. Perfiles de densidad (seca, agua 100%, aceite) vs distancia..... 150

Figura 85. Perfiles de densidad (agua 100%, aceite, inyección de agua) vs distancia..... 151

Figura 86. Perfiles de densidad (inyección de agua, inyección de polímero) vs distancia .. 152

Figura 87. Perfiles de densidad (inyección de agua, inyección de polímero 2) vs distancia 153

Figura 88. Distribución de saturación al finalizar la inyección de aceite 154

Figura 89. Distribución de aceite remanente para las diferentes etapas de inyección 156

Lista de Apéndices

Apéndice A. Metodología Experimental del desplazamiento de polímero mediante tomografía computarizada..... 164

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO MEDIANTE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO CON TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA*

AUTOR: DANIEL FERNANDO MORENO DIAZ**

PALABRAS CLAVES: Inyección de polímeros, Tomografía computarizada, Pruebas de desplazamiento, Adsorción dinámica.

DESCRIPCIÓN:

La presente investigación describe y analiza la inyección de polímero determinando la adsorción dinámica y valores de factor de resistencia y resistencia residual además del comportamiento del mismo en el medio poroso mediante perfiles de densidad y saturación en cada etapa de inyección obtenida mediante tomografía computarizada. Por otra parte la determinación visual mediante imágenes CT de la eficiencia volumétrica del polímero a diferentes concentraciones de inyección fue realizada. Finalmente el incremento en el recobro obtenido por el bache de solución polimérica fue analizado mediante balance de materia y a través de las imágenes de tomografía computarizada.

La prueba de desplazamiento con tomografía integrada se desarrolló a una muestra berea a temperatura ambiente. Se efectuaron múltiples escaneos con un espaciado de 5mm durante el proceso de restauración de saturaciones, inyección de agua e inyección de polímero. Se inyectaron cerca de 2.5 volúmenes porosos de agua asegurando así una etapa madura para una posterior inyección de polímero a una concentración de 1000 ppm y 2000 ppm.

El primer bache de solución polimérica a una concentración de 1000 ppm alcanzo un recobro incremental del 13% y una disminución en la saturación de aceite del 20% en la zona inicial de la muestra.

La tomografía computarizada permitió apreciar un aumento de densidad y una disminución en el perfil de saturación en la zona inicial entre los 2 y 6 cm de longitud; esto se atribuye al efecto marcado del polímero, el cual desplazó el aceite presente por otra parte durante la inyección del segundo bache de polímero a mayor concentración no se observó una producción significativa de aceite, por lo que no se evidenció ningún cambio en la distribución de densidades y saturaciones a lo largo de la muestra.

* Trabajo de grado

* Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF A POLYMER INJECTION PROCESS THROUGH COREFLOODING TESTS WITH COMPUTED TOMOGRAPHY*

AUTHOR: DANIEL FERNANDO MORENO DIAZ**

KEYWORDS: Polymer Flooding, Computed tomography, Coreflooding tests, Dynamic adsorption.

DESCRIPTION

This research describes and analyzes the injection of polymer determining the dynamic adsorption and values of resistance factor and residual resistance in addition to the behavior of the polymer in the porous medium by means of profiles of density and saturation in each stage of injection obtained by computerized tomography. On the other hand, the visual determination by means of CT images of the volumetric efficiency of the polymer at different injection concentrations was carried out. Finally, the increase in the recovery obtained by the polymer solution bump was analyzed through material balance and through the computed tomography images.

The displacement test with integrated tomography was developed to a sample berea at room temperature. Multiple scans were performed with a spacing of 5mm during the process of saturation restoration, water injection and polymer injection. Approximately 2.5 porous volumes of water were injected, thus ensuring a mature stage for a subsequent injection of polymer at a concentration of 1000 ppm and 2000 ppm.

The first batch of polymer solution at a concentration of 1000 ppm reached an incremental recovery of 13% and a decrease in oil saturation of 20% in the initial zone of the sample. The computed tomography allowed to appreciate an increase in density and a decrease in the saturation profile in the initial zone between 2 and 6 cm in length; this is attributed to marked effect of the polymer, which displaced the oil present otherwise during injection of the second polymer slug at higher concentrations no significant production of oil was observed, for that reason no change was evident in the distribution of densities and saturations throughout the sample.

* Grade Project

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Msc Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco

Introducción

La demanda de energía es cada vez mayor, según el estudio realizado por la agencia internacional de energía, titulado perspectiva energética mundial 2017 (International Energy Agency, 2017), el uso de la energía en el mundo va a experimentar un crecimiento de un tercio hasta 2040, un tipo de energía es la brindada por los combustibles fósiles como el petróleo, dado que su demanda seguirá creciendo si bien a un ritmo cada vez menor, el declive en las reservas de hidrocarburos intensificara la necesidad de suplir con esa energía, es por esto que los métodos de recobro (EOR) surgen como una alternativa para aumentar las reservas y así suplir esta demanda. De ahí la importancia del conocimiento profundo y detallado de estos. Uno de estos métodos es la inyección de polímeros que nace de una mejora de la inyección de agua, en la cual la eficiencia de barrido volumétrico es mejorada, la razón de movilidad disminuida por lo que a su vez los problemas de canalización de agua son reducidos.

El principio físico que justifica el proceso de inyección de polímeros como método de recobro mejorado es la disminución en la razón de movilidad del fluido desplazante al fluido desplazado, mediante el aumento en la viscosidad del agua de inyección, gracias a la adición de cierta cantidad de material polimérico. Los principales requerimientos técnicos del polímero son que este debe ser inyectable al yacimiento, resistir las condiciones del yacimiento y tener un desempeño eficiente durante el tiempo que dure el proyecto. Para esto, la optimización de los valores de la viscosidad, la concentración, el tamaño del bache, la estabilidad, el peso molecular del polímero y los problemas presentes en el medio poroso juegan un papel determinante.

Para analizar qué tan eficiente es un proceso de inyección de polímero en laboratorio, se realizan procedimientos recomendados por el American Petroleum Institute en la norma API RP-63 en las cuales a partir de pruebas de desplazamiento se determina la cantidad de aceite producido, la reducción en el corte de agua y el recobro dado por el método, sin embargo no es posible visualizar cómo es la eficiencia volumétrica del polímero dentro del medio poroso. De ahí la importancia de definir cuáles son las áreas internas del medio poroso donde el polímero es eficiente, determinado las zonas *bypas*eadas por el agua, y aquellas contactadas por el polímero evidenciando hasta qué punto de la muestra el polímero es efectivo sin llegar a degradarse, para así disminuir la incertidumbre sobre el comportamiento del polímero en el medio poroso garantizando una mejor aplicación del método tanto en laboratorio como en un proceso a escala piloto, es por esto que el presente trabajo muestra el estudio a nivel de laboratorio de la inyección de polímeros, en donde se incluye la determinación y el análisis de los problemas presentes en el medio poroso tales como la retención, la adsorción y la evaluación de los factores de resistencia y resistencia residual mediante pruebas de desplazamiento asimismo el estudio comprende la evaluación de la inyección de polímero como método de recobro mejorado en donde se determinaron parámetros como el factor de recobro, la reducción en el corte de agua entre otros, esto mediante pruebas de desplazamiento incorporando la técnica no intrusiva de tomografía computarizada, la cual permite un análisis más detallado del comportamiento del polímero en el medio poroso ya que permite la adquisición de perfiles de densidad aparente y saturaciones a lo largo de la muestra, permitiendo identificar las zonas en las cuales el polímero es realmente efectivo en comparación con la inyección de agua además de un análisis para las diferentes etapas de inyección para finalmente obtener un estudio más detallado de la eficiencia volumétrica del polímero en el medio poroso .

1. Fundamento Teórico

1.1 Generalidades de la inyección de polímeros

La inyección de agua es el método de recuperación secundaria de hidrocarburos más difundido e implementado a nivel mundial (Maya et al., 2015); sin embargo, uno de los problemas más frecuentes durante su desarrollo es el desplazamiento inestable del agua dada su baja viscosidad con respecto al petróleo, generando con esto bajas eficiencias de barrido volumétrico y tasas de producción de agua elevadas.

Por esta razón, desde 1944 se desarrollaron patentes para el uso de aditivos en los procesos de inyección de agua viscosa al yacimiento, pero no fue sino hasta 1964 cuando Pye y Sandiford establecieron que la movilidad del agua usada para inyección podría reducirse eficientemente mediante la adición de cierta cantidad de polímero soluble en agua (Jewett & Schurz, 1970). Las soluciones poliméricas formadas tienen la ventaja de que son muy viscosas. Esta propiedad permite mejorar la razón de movilidad agua-petróleo, lo que da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento comparado con una inyección de agua convencional. Así mismo, los puntos más importantes a considerar en la selección del polímero para el proceso de inyección son: ser inyectable al yacimiento, resistir a las condiciones del yacimiento, tener la capacidad de moverse a través del yacimiento y finalmente proveer la viscosidad requerida.

1.2 Fundamentos físicos de la inyección de polímeros

1.2.1 Razón de movilidad agua-petróleo (M). La razón de movilidad se define como el cociente entre la movilidad del fluido desplazante (agua) y la movilidad del fluido desplazado (petróleo). La movilidad es definida como el cociente entre la permeabilidad efectiva del medio poroso a un fluido y su viscosidad. De esta forma, la razón de movilidad se expresa como (1):

$$M = \frac{\text{Movilidad del agua}}{\text{Movilidad del aceite}}$$

$$M = \frac{K_w / \mu_w}{K_o / \mu_o} \quad M = \frac{K_w * \mu_o}{K_o * \mu_w}$$

Ecuación 1

Dónde:

K_w , Permeabilidad efectiva al agua.

K_o , Permeabilidad efectiva al petróleo.

μ_w , Viscosidad del agua.

μ_o , Viscosidad del petróleo.

Relaciones de movilidad superiores a uno ($M > 1$) indican que el fluido inyectado fluye con mayor facilidad que el fluido desplazado, condición desfavorable que resulta en una baja eficiencia de barrido. Por el contrario, si la relación de movilidad es uno o menor ($M < 1$), el desplazamiento de petróleo por el agua (solución de polímero) será eficiente y similar al tipo pistón (Abidin, Puspasari, & Nugroho, 2012) semejante a un frente de desplazamiento uniforme (Figura 1)

Al aumentar la viscosidad del agua de inyección con el empleo de polímeros, se obtiene una disminución en la razón de movilidad agua-petróleo, al tiempo que altera la permeabilidad relativa del agua conforme este es adsorbido en el medio poroso, resultando en el incremento del flujo fraccional de petróleo generando una mejora en la eficiencia de barrido del yacimiento

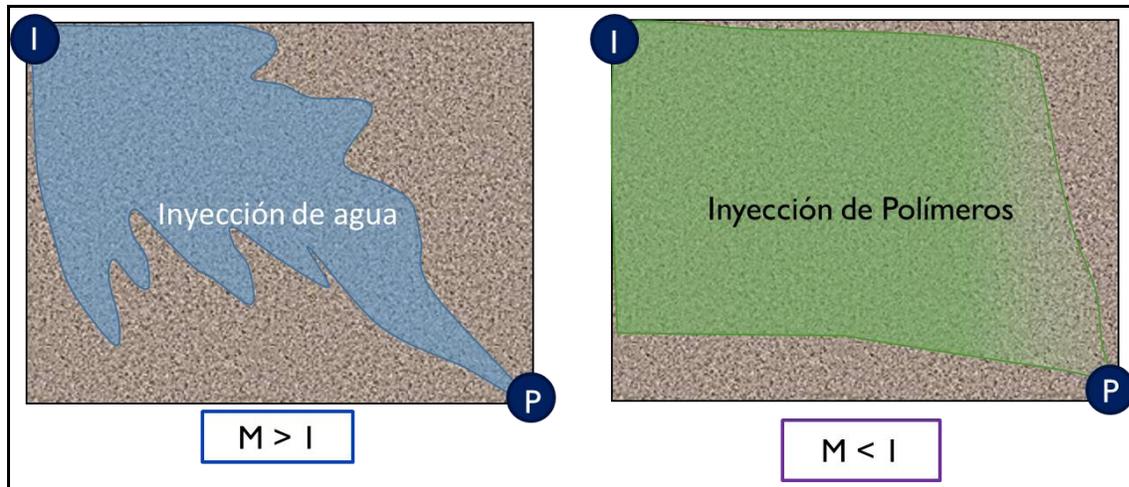


Figura 1. Eficiencia de desplazamiento del agua y el polímero. Adaptado de: Sheng (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery USA. Gulf Professional Publishing

1.2.2 Eficiencia de barrido volumétrico (E_v). Esta propiedad se define como la fracción del volumen total del yacimiento que es invadido o contactado con el fluido desplazante, es decir el cociente entre el volumen invadido y el volumen total del yacimiento.

$$E_v = \frac{VOC}{OOIP}$$

Ecuación 2

Donde:

VOC , Es el volumen de petróleo contactado por el fluido desplazante.

$OOIP$, Es el volumen de petróleo original en el yacimiento.

La eficiencia de barrido volumétrico es estimada comúnmente por el producto de la eficiencia vertical y la eficiencia areal, si el desplazamiento de petróleo se realiza con un fluido inmisible en él, se crearan inestabilidades que conducirán a fenómeno de digitación viscosa. En el medio poroso, la digitación viscosa se genera debido al incremento en la permeabilidad efectiva al agua debido a la digitación viscosa la eficiencia de barrido volumétrico es limitada.

En un proceso de inyección de agua la producción temprana de agua ocurre con frecuencia; como consecuencia no son barridas grandes áreas del yacimiento quedando cantidades considerables de petróleo sin producir. Con el fin de solucionar este problema y mejorar la extracción de petróleo, se debe mejorar la razón de movilidad agua-petróleo, la cual se logra con el aumento de la viscosidad del agua al adicionar el polímero.

1.2.3 Factor de resistencia y Factor de resistencia Residual. El factor de resistencia (R_F) describe la reducción en la movilidad del agua y es definido como la razón entre la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica, es decir:

$$R_F = \frac{\Delta P_{poly}}{\Delta P_{H2O}} = \frac{\eta_{poly} * K_{H2O}}{K_{poly} * \eta_{H2O}} = \frac{\lambda_{H2O}}{\lambda_{poly}}$$

Ecuación 3

Donde K es la permeabilidad y η es la viscosidad.

La figura 2 muestra la dependencia del factor de resistencia con la velocidad de flujo. (Littmann, 1988). En la cual a bajas velocidades el factor de resistencia es constante, lo cual refleja el comportamiento newtoniano de la solución en este rango de velocidades. Sin embargo a velocidades mayores el régimen de cillaza se hace presente y el factor de resistencia disminuye si se aumenta la velocidad de inyección el factor de resistencia aumenta nuevamente debido a su

comportamiento elástico. Este comportamiento depende fuertemente del tipo de polímero y del peso molecular.

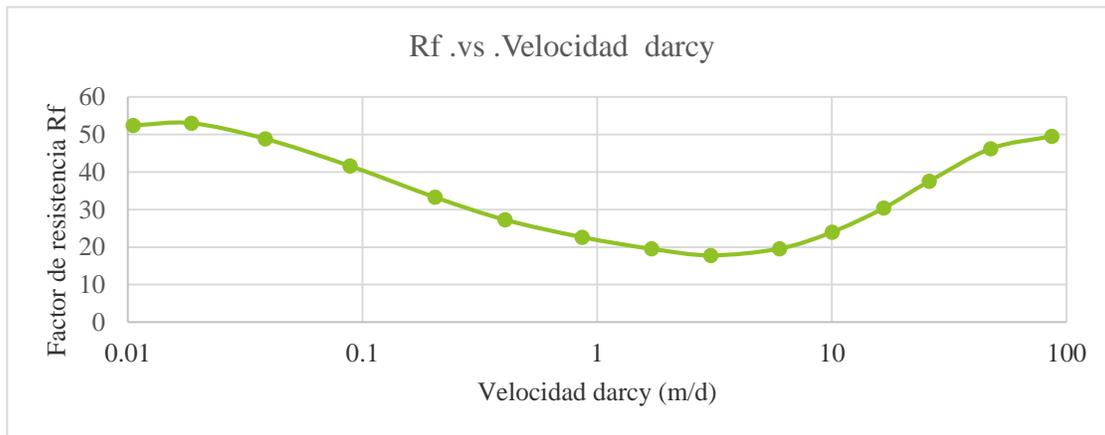


Figura 2. Factor de resistencia versus Velocidad Darcy. Adaptado de Littmann (1988) Polymer Flooding Elsevier, Amsterdam - Oxford – New York –Tokyo

Por otro lado, el factor de resistencia residual describe la reducción en la permeabilidad al agua después del flujo de polímero y se define como la razón entre la movilidad del agua antes y después del flujo de polímero, es decir:

$$R_k = RRF = \frac{\Delta P_{H2O}^{After poly}}{\Delta P_{H2O}} = \frac{(Kwa/\mu wa)}{(Kwd/\mu wd)} = \frac{K_{H2O}}{K_{poly}} \tag{Ecuación 4}$$

Donde: Kwa y μwa , corresponden a la permeabilidad y la viscosidad del agua antes de la inyección de polímeros. Kwd y μwd , son la permeabilidad y la viscosidad del agua después de la inyección de polímeros.

La reducción en la permeabilidad es mayor con el incremento en la tasa de flujo (Zheng, Gall, Gao, Miller, & Bryant, 2000) y el peso molecular del polímero (Mungan, 1969). Esta reducción en la permeabilidad también depende del tipo de polímero. Así, se ha encontrado que las

poliacrilamidas proporcionan una elevada reducción en la permeabilidad mientras que los biopolímeros no (Foweraker & Jennings, 1976). Además, también se ha encontrado que la reducción en la permeabilidad de la roca al agua es independiente de la concentración de sal en el yacimiento (Smith, 1970).

1.2.4 Volumen poroso inaccesible. Cuando el tamaño de las moléculas del polímero, son más grandes que algunos poros en un medio poroso estas moléculas no pueden fluir a través de esos poros (Dawson & Lantz, 1972). El volumen de esos poros que no pueden ser accedidos por las moléculas del polímero se conoce como volumen poroso inaccesible (VPI). En una solución polimérica con trazador, las moléculas del polímero irán más rápido que las del trazador debido a que las moléculas del polímero solo fluirán a través de los poros mayores que su tamaño. Esto da como resultado una ruptura temprana del polímero en el efluente de salida ya que el trazador fluirá por todos los diferentes tamaños de los poros (Figura 3)

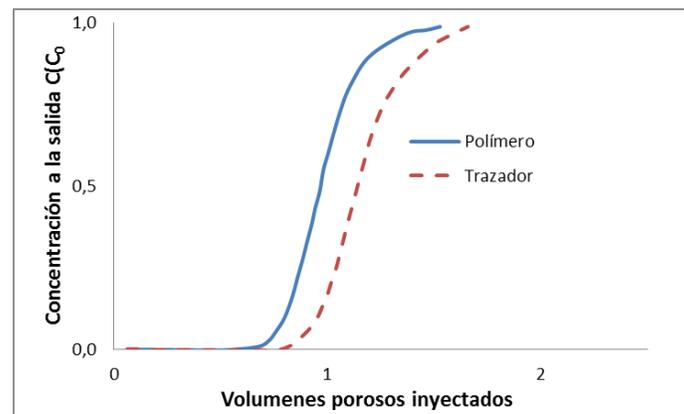


Figura 3. Volumen poroso inaccesible. Adaptado de Littmann (1988) Polymer Flooding Elsevier, Amsterdam - Oxford - New York -Tokyo

1.3 Fundamento de los polímeros

1.3.1 Definición. Un polímero se define como una molécula de cadena larga y alto peso

molecular formado por la unión de pequeñas unidades llamadas “monómero”. Su peso molecular es proporcional al grado de polimerización y al número de unidades de monómero presentes en el polímero.

1.3.2 Clasificación. Los polímeros pueden ser clasificados en dos grandes grupos: orgánicos e inorgánicos. Dentro de la gran variedad de polímeros existentes, históricamente, los polisacáridos y las poliacrilamidas han sido los polímeros solubles en agua, natural y sintético respectivamente, más empleados en la inyección de polímeros como método químico de recuperación de petróleo (Sorbie, 1991). Dentro de estos dos polímeros (poliacrilamidas y polisacáridos), la poliacrilamida es la más conocida y utilizada para incrementar el recobro de petróleo, puesto que además de aumentar la viscosidad del agua de inyección, disminuye la permeabilidad efectiva al agua de la roca yacimiento (Gao, 1987),

Tanto las poliacrilamidas como la goma Xanthan presentan sus ventajas y desventajas, sin embargo se debe tomar en cuenta las condiciones del yacimiento para realizar la mejor selección del polímero que se va a inyectar. Para esto se debe tener en cuenta que los factores más importantes (Velázquez, 2014) a considerar en la selección del polímero para el proceso de inyección son que el polímero debe:

1. Ser inyectable al yacimiento
2. Sobrevivir a las condiciones del yacimiento
3. Ser capaz de moverse a través del yacimiento
4. Proveer la viscosidad requerida

A continuación se presentan algunas características físicas y químicas de los polímeros más empleados en los procesos de inyección de soluciones poliméricas como método de

recuperación mejorada de petróleo, para posteriormente explicar cómo sus propiedades permiten o no satisfacer los requerimientos antes mencionados.

1.3.2.1 Poliacrilamidas. Es un polímero inorgánico, la molécula de poliacrilamida es muy flexible. Su larga cadena molecular, en solución con agua dulce, facilita el flujo a través del espacio poroso tortuoso de la roca del yacimiento.(Wever, Picchioni, & Broekhuis, 2011)

1.3.2.1.1 Hidrolisis de poliacrilamidas (HPAM). La hidrólisis es el proceso de reemplazo de algunos de los grupos amida por el grupo carboxilo con el objetivo de modificar las propiedades del polímero. El grado de hidrólisis corresponde al porcentaje de los grupos de amidas que han sido sustituidas por grupos carboxilo (Davison & Mentzer, 1982).

Este es una variable química que puede jugar un rol importante en el comportamiento y las propiedades reológicas de las soluciones de poliacrilamidas: afecta la viscosidad de la solución, la adsorción del polímero sobre la roca y las propiedades de resistencia de flujo (Martin & Sherwood, 1975).En la mayoría de los casos, las poliacrilamidas tienen un grado de hidrólisis entre 20 y 40% .(Ryles, 1983)

La estructura de una molécula de poliacrilamida parcialmente hidrolizada se presenta en la figura 4.

1.3.3 Estabilidad del polímero. La degradación del polímero hace referencia a cualquier proceso que rompe la estructura de las macromoléculas. Los tres principales tipos de degradación en recobro mejorado son química, mecánica y biológica.

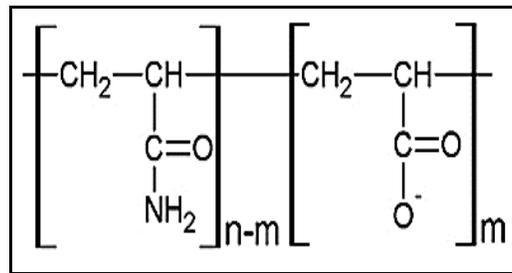


Figura 4: Estructura química de una poliacrilamida parcialmente hidrolizada HPAM. Adaptado de: Wever (2011). *Polymers for Enhanced Oil Recovery: A paradigm for Structure-Property Relationship in Aqueous Solution*. Progress in Polymer Science Journal. Elsevier. 2011.

1.3.3.1 Estabilidad química. El fraccionamiento de las moléculas por degradación química está controlado por reacciones oxidación-reducción (causada por contaminantes como hierro y oxígeno) y por la hidrolisis. El oxígeno siempre va a causar degradación de la poliacrilamida. A bajas temperaturas el efecto del oxígeno sobre una solución HPAM no es significativo y esta puede permanecer estable por largo tiempo. Con el incremento de temperatura e incluso una pequeña cantidad de oxígeno, la viscosidad disminuye rápidamente con el tiempo. Se demostró que la cantidad de oxígeno presente en la solución o su ingreso a esta se puede minimizar usando agentes como metanol, tiourea y sal de cobalto, siendo la combinación de tiourea y sal de cobalto la más efectiva.

El efecto de la oxidación por los iones de hierro reduce de manera abrupta la viscosidad de la solución polimérica, casi reduciéndola a la viscosidad del agua en muy corto tiempo, dicho efecto se puede controlar manteniendo la concentración de Fe^{2+} por debajo de 0.5 mg/L.

1.3.3.2 Degradación Mecánica. Describe la degradación de la solución debido a esfuerzos de corte en la macromolécula en la región de flujo alto cerca al pozo y en los equipos que manipulan el polímero, como bombas entre otros.

Experimentalmente el HPAM fue muy sensible a la degradación por esfuerzos de corte debido a su molécula flexible, mientras que el Xanthan demostró ser extremadamente estable a los esfuerzos de corte por sus moléculas rígidas y estiradas.

La degradación mecánica es más severa a una mayor velocidad de flujo, larga distancia de flujo y a una permeabilidad a la salmuera baja.

1.3.3.3 Degradación biológica. Causada por acción bacteriana durante el almacenamiento o en el yacimiento. Ataca principalmente a los biopolímeros, pero los polímeros sintéticos como HPAM también se pueden ver afectados. Solo es importante a bajas temperaturas o en la ausencia de un biocida efectivo. El biocida más usado en aplicaciones de campo es el formaldehído

1.4 Problemas frecuentes en el medio poroso

En un principio, en la aplicación de la técnica de inyección de polímero se desconocía el hecho de que cierta cantidad de polímero podía quedar atrapada o retenida en los poros del medio poroso, lo cual representaba una pérdida económica debido a la pérdida de aditivo. Ahora, es bien sabido que a medida que la solución polimérica fluye a través del medio poroso, una porción del polímero es retenida bien sea por adsorción física, entrapamiento mecánico y/o retención hidrodinámica (Ver figura 5).

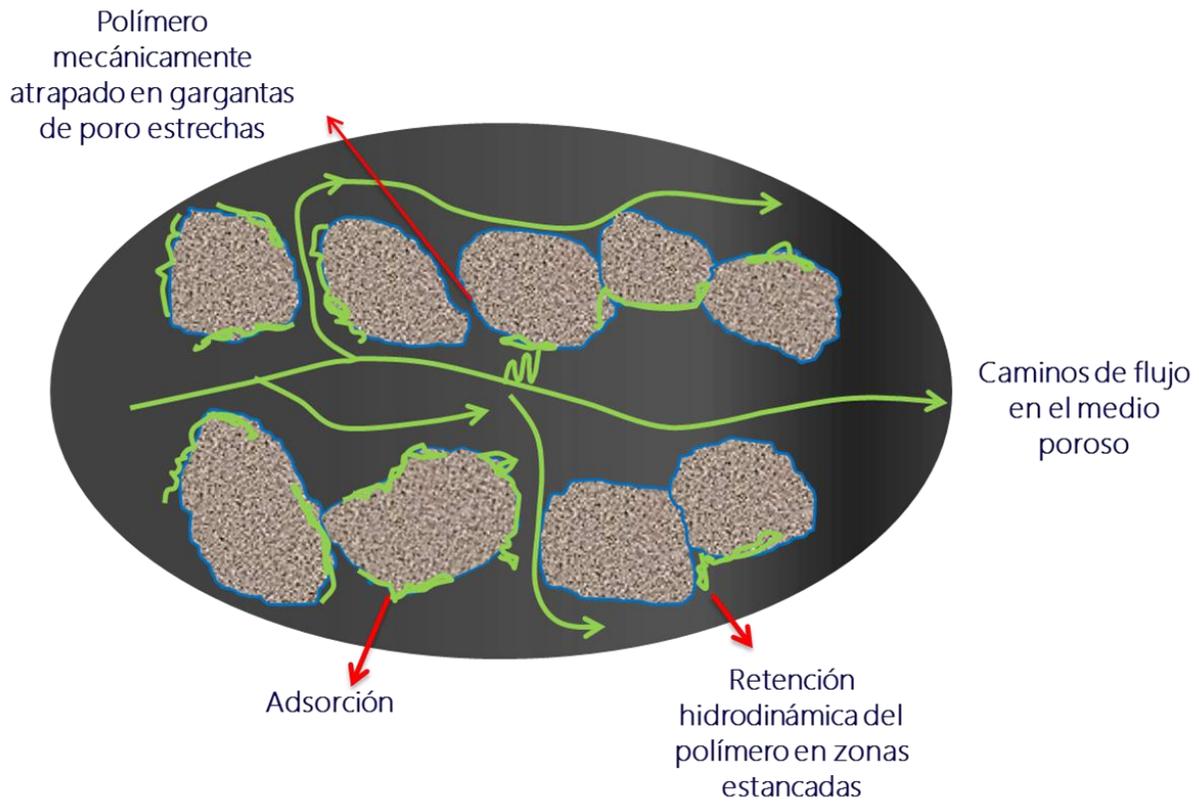


Figura 5. Mecanismos de retención del polímero en el medio poroso. Adaptado de: Sorbie K. S. D. PHIL. Polymer-Improved Oil Recovery. Holanda, Edinburgo. Springer 1991-pag 129

La medición experimental de la retención del polímero depende de la habilidad para determinar con precisión la concentración del polímero. Estas mediciones involucran un balance de materia realizado al fluido que entra y al que sale del medio poroso. A continuación se mostrara en que consiste cada fenómeno asociado a la retención del polímero.

1.4.1 Entrampamiento Mecánico. El entrampamiento mecánico se define como un mecanismo de filtración en el cual las especies largas de polímero son atrapados en los canales de flujo estrechos. El proceso de entrampamiento actúa sobre las moléculas de polímero hasta aproximadamente un tamaño promedio en la distribución, esto conducirá inevitablemente a una acumulación de material cerca del pozo de inyección el cual da un perfil de penetración

exponencial en la formación; esto dará lugar al bloqueo de los poros y taponamiento del pozo lo cual es indeseado, es por esto que la inyección de polímero debe ser usada en formaciones con alta permeabilidad (Sheng, 2011 pag 153), Entonces, si una solución polimérica demuestra un alto nivel de entrapamiento mecánico, este polímero no debe ser usado en una aplicación en campo. El entrapamiento mecánico solo se presenta en condiciones dinámicas.

(Gogarty, 1967) y (Smith, 1970) examinaron el tamaño efectivo de las moléculas de polímero HPAM en solución; concluyendo que este mecanismo es muy similar al bien conocido fenómeno de filtración de lecho profundo, por su parte (Dominguez, 1977) estudio la retención y las características de flujo de una muestra de HPAM en un núcleo compacto e identificaron que el polímero fue retenido en los desplazamientos lineales a un nivel de 10-20 $\mu\text{g/g}$ para concentraciones de HPAM entre 100 y 500 en solución de 2% de NaCl, sin embargo demostraron que el problema de entrapamiento mecánico podía ser resuelto con una pre filtración del polímero ya que con esto se reduce el tamaño molecular del polímero

1.4.2 Retención Hidrodinámica. La retención hidrodinámica del polímero es el mecanismo de retención menos definida y estudiada. La idea nace de la observación que después de alcanzar un estado estable en un experimento de retención de polímero en un núcleo el nivel total de retención cambia cuando la tasa de flujo es ajustada a un nuevo valor. (Sorbie, 1991 pag 133).

En la retención hidrodinámica algunas de las moléculas son atrapadas temporalmente en regiones de flujo estancado por fuerzas de arrastre hidrodinámico. En tales regiones puede ser posible para una concentración de polímero local exceder la concentración del fluido inyectado. Cuando el flujo se detiene estas moléculas pueden dispersarse dentro de los canales de flujo principales, cuando se retoma el flujo se produce un pico en la concentración del polímero.

(Chauveteau & Lecourtier, 1988) establecieron a la retención hidrodinámica como un balance entre el efecto de las moléculas con la dimensión del poro, el régimen de flujo, el esfuerzo hidrodinámico en la zona de acumulación del polímero y la presión osmótica local entre la zona concentrada y la zona fluyente de la solución polimérica, (Chen et al., 2016) determino que este fenómeno era mayor para los polímeros con alto peso molecular sin embargo su aporte a la retención total no era considerable.

1.4.3 Adsorción. La adsorción es el enriquecimiento de un componente en particular a una interface, la cual puede ser entre dos líquidos, un sólido y un gas o un líquido y un sólido (superficie). El enriquecimiento de un componente en la interface causa una pérdida en el otro componente en la fase continua. La concentración del componente en la fase continúa de un líquido o la presión parcial en una fase gaseosa está en equilibrio con la cantidad de sustancia adsorbida (Littmann, 1988).

Dentro de las múltiples clasificaciones de la adsorción, se distinguen fundamentalmente dos tipos: adsorción multicapa, donde varias capas son adsorbidas a la superficie, y adsorción monocapa, donde todo el adsorbato se une muy próximamente al sólido, esta última es la que se acepta como la que sucede entre el polímero y la roca (Lakatos, Lakatos-Szabó, & Tóth, 1981). Adicionalmente, dependiendo de la naturaleza del enlace se puede distinguir dos tipos radicalmente diferentes de adsorción: adsorción química y física. La adsorción química es donde hay un enlace químico directo entre el adsorbato y la superficie mientras que en la física no existe un enlace directo, en su lugar el adsorbato está unido por fuerzas físicas, tales como las fuerzas de van der Waals y enlaces de hidrogeno esta es la que se presenta en las moléculas del polímero y la superficie del sólido (Sorbie, 1991).

La cantidad de polímero adsorbido depende del tipo de polímero, del tamaño de las moléculas del polímero, de la concentración del polímero, de las propiedades de la roca y de la temperatura (Friedmann, 1986) (Omar, 1983).

La adsorción se considera como un proceso irreversible, es decir que no disminuye al disminuir la concentración del polímero (Lakatos et al., 1981). La adsorción puede darse tanto en condiciones estáticas como dinámicas. Se han realizado distintas comparaciones entre estos dos y se ha observado que la cantidad de polímero retenido en la prueba de flujo es considerablemente menor que la obtenida en el método estático, esto se atribuye a que las soluciones de polímero fluyen a través de los poros más grandes, los cuales tienen la menor área superficial por unidad de volumen, además, los poros de tamaño menor que el crítico, así como los contactos entre granos de arena no son accesibles al polímero; y en una prueba estática se pulveriza la muestra aumentando el área de contacto roca-polímero

La adsorción dinámica se evidencia en experimentos de flujo en núcleos o en sand packs. Frecuentemente en el flujo a través del medio poroso la adsorción es estimada como la masa del polímero por unidad volumétrica de la roca o del empaque de arena (Γ_m). Las unidades son lb/acre-pie (lb/AF). Para convertir Γ a Γ_m la densidad de la formación debe conocerse. Por ejemplo si el nivel de adsorción es $\Gamma = x \mu\text{g/g}$ entonces este en lb/AF es: $\Gamma_m = x \cdot 2.7194 \cdot \rho_r$ lb/AF donde ρ_r es la densidad bulk de la formación en (g/cm^3) incluyendo el grano de roca y el espacio de poro. Los valores de adsorción pueden variar dependiendo de múltiples parámetros no se tiene un rango que solo se restrinja a la adsorción pero si se tiene un rango reportado en la literatura como retención que va desde los 9 hasta los 700 $\mu\text{g/g}$. (Zhang & Seright, 2014)

A continuación, se muestran los diferentes factores que afectan los niveles de adsorción del polímero en el medio poroso, los cuales se deben controlar y mantener en valores óptimos ya que si bien este fenómeno ayuda a disminuir la permeabilidad relativa al agua si se da de manera excesiva la viabilidad el proyecto podría verse afectada. En la figura 6 se muestra la clasificación de los factores más relevantes:



Figura 6. Factores importantes en la adsorción del polímero

A continuación se menciona como es el efecto de cada uno de los factores sobre la adsorción del polímero en la roca.

1.4.3.1 Características del polímero

1.4.3.1.1 Peso molecular. Para los polímeros flexibles como las poliacrilamidas diversos estudios se han realizado, uno de los primeros fue el realizado por (Lipatov, 1976) en donde se obtenían mayores niveles de adsorción con polímeros de mayor peso molecular. Sin embargo (Lakatos et al., 1981) noto que la adsorción dinámica en arena de sílice disminuía con el aumento del peso molecular a pesar que este efecto no era muy notorio, esto lo explicaba argumentando que cuanto mayor tamaño tenga la molécula del polímero menores moléculas serán capaces de ocupar una unidad de área de superficie y menor será su nivel de adsorción.

Posteriores estudios encontraron que el nivel de adsorción aumentaba con el aumento del peso molecular hasta un valor, después de lo cual se nivelaba (Gramain & Myard, 1981). En la figura 7 (A) se muestra la cantidad de polímero HPAM adsorbido sobre un filtro de mili poro en función del peso molecular, esta prueba fue de tipo estática con un radio de poro de 2.5 micrometros, una concentración de polímero de 100 ppm una concentración de NaCl de 0.1 M una temperatura de 25 °C y un tiempo de equilibrio de 96 horas, en esta grafica se evidencia que a medida que se aumenta el peso molecular la adsorción estática aumenta llegando a un valor de peso molecular de $M_w \sim 2 \times 10^6$ momento en el cual se estabilizaba. Estudios más recientes realizados (Yang, 2002) llegaron a la misma conclusión que (Lakatos et al., 1981). En la figura 7 (B) muestra la adsorción del polímero HPAM sobre montmorillonita cálcica a 25°C y se evidencia que la adsorción tiende a disminuir con el aumento del peso molecular.

1.4.3.1.2 Porcentaje de hidrolisis. Este se da en las HPAM lo cual consiste en la conversión de ciertos grupos amidas (CONH_2) a grupos carboxilo (COO^-). La hidrólisis de poliacrilamida introduce cargas negativas en las cadenas poliméricas que tienen un gran efecto sobre las propiedades reológicas y sobre la adsorción. (Martin & Sherwood, 1975) realizaron diferentes pruebas en empaques de arena con polímeros de diferente grado de hidrolisis y sin hidrolizar encontrando que el polímero no hidrolizado posee un menor volumen molecular por que no contiene cargas de repulsión.

Un menor volumen molecular producía que las moléculas de polímero pudieran penetrar dentro de los poros más pequeños esto causaba un aumento en el número de sitios de adsorción aumentado así su valor. A su vez un mayor grado de hidrolisis es decir mayor volumen molecular, causaba que el polímero fluyera en menos canales y a mayor número de grupos

carboxilo cargados negativamente dentro de la cadena polimérica más repulsión ocurría con las partículas de arena cargadas negativamente llegando a la conclusión que a mayor grado de hidrolisis menor era la adsorción.

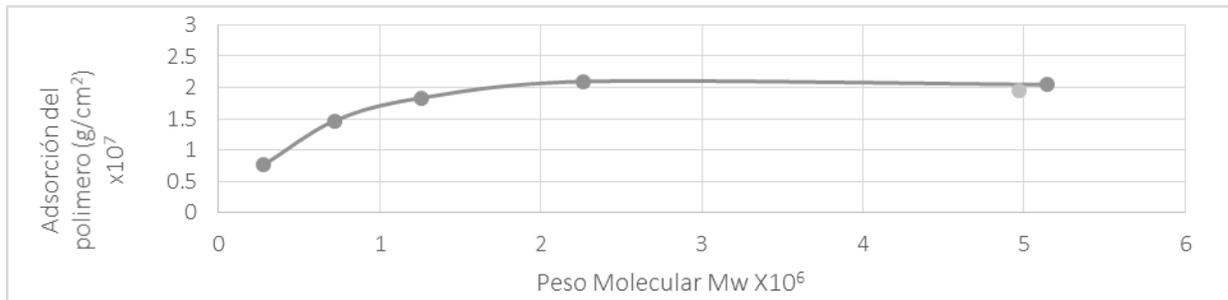


Figura 7 (a). Efecto del peso molecular. Adaptado de Sorbie K.S and Phil. D. *Polymer-Improved Oil Recovery*, Springer, Edinburgh, 1991 156

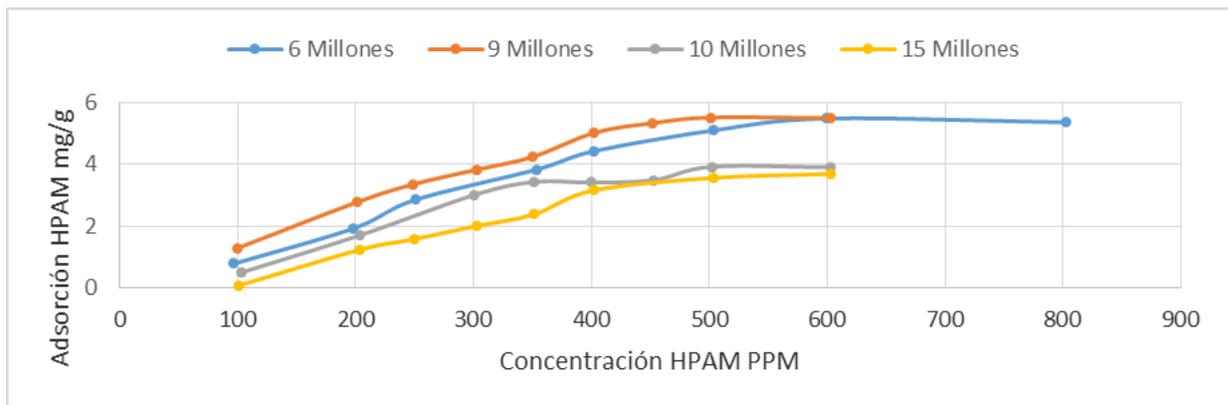


Figura 7 (b). Efecto del peso molecular. Modificado de Sheng, J. *Modern Chemical Oil Recovery: Theory and Practice*. Elsevier, United States. 2011 161

En la figura 8 se muestra la retención de un terpolimero con diferentes grados de hidrolisis en empaques de arena con una concentración de 600 ppm. En la cual se evidencia que el polímero sin hidrolizar es el que más volúmenes porosos toma para alcanzar una estabilización mientras que el polímero más hidrolizado es el primero en alcanzar dicha estabilización. Posteriores estudios (Chen, 2002) llegaron a la misma conclusión.

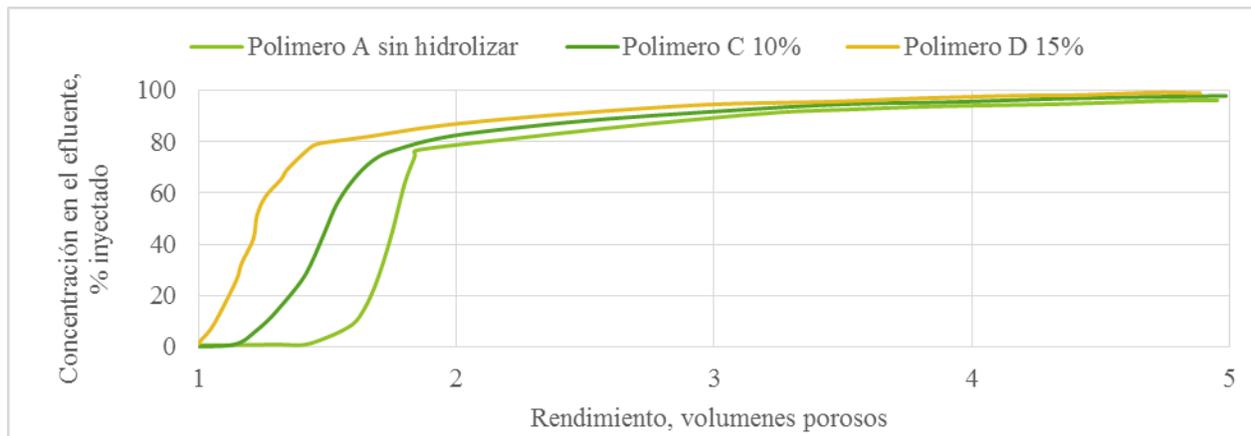


Figura 8. Efecto del porcentaje de hidrolisis. Adaptado: Martin, F. D. The effect of hydrolysis of polyacrylamide on solution viscosity, polymer retention and flow resistance properties. *Society of petroleum engineers*. 1975

1.4.3.1.3 Concentración. La ecuación 5 la cual define la isoterma de Langmuir puede ser usada para describir la adsorción del polímero. Esta se define en términos de concentración de polímero lo que se podría interpretar como función de la adsorción del polímero.

$$\bar{c}_p = \min \left(c_p, \frac{a_p (c_p - \bar{c}_p)}{1 + b_p (c_p - \bar{c}_p)} \right) \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

c_p = concentración del polímero inyectado, wt%.

$(c_p - \bar{c}_p)$ = concentración de equilibrio, wt%.

b_p, a_p = constantes empíricas

(Vela, Peaceman, & Sandvik, 1976) concluyeron que la adsorción del polímero tiene una baja dependencia de la concentración. A su vez investigaciones más recientes como la realizada por (Zhang & Seright, 2014) los cuales con el fin de investigar el efecto de la concentración de polímero en la retención, usando tanto mediciones estáticas como dinámicas en las cuales examinaron soluciones poliméricas con concentraciones desde 10 hasta 6000 ppm arrojando

resultados diferentes según el comportamiento de la retención los cuales agruparon en regiones diluida, semiderruida y concentrado.

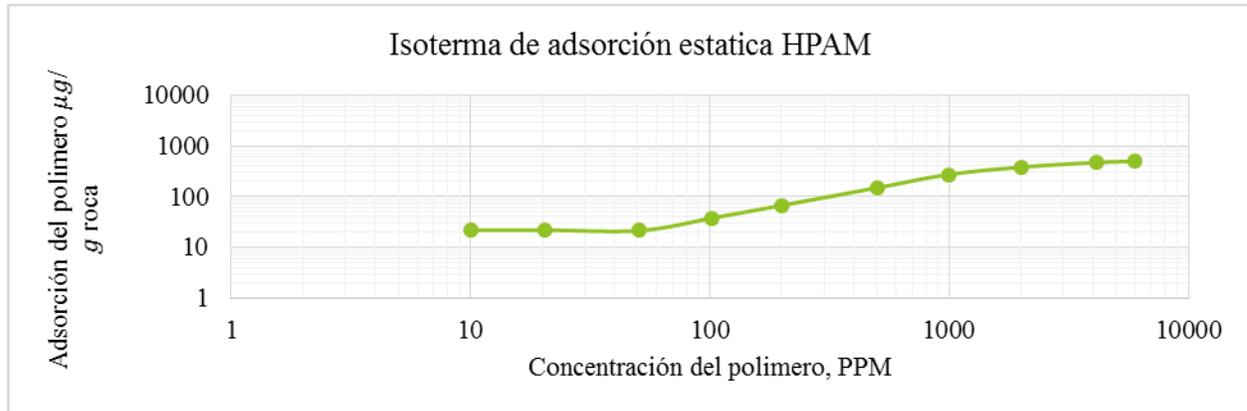


Figura 9 (a) .Efecto de la Concentración del polímero Adaptado de: Zhang G, Seright R.S. “Effect of concentration on HPAM retention in porous media”. *En Society of Petroleum Engineers*, 2014

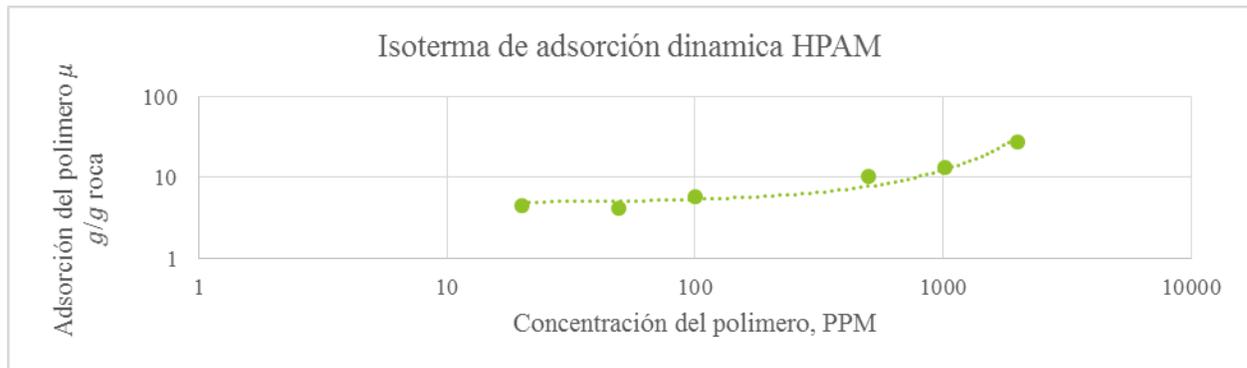


Figura 9 (b). Efecto de la Concentración del polímero. Adaptado de: Zhang G, Seright R.S. “Effect of concentration on HPAM retention in porous media”. *En Society of Petroleum Engineers*, 2014.

Tanto en la diluida (desde 10 hasta 100 ppm), como en la concentrada (más de 4000 ppm), la adsorción del polímero no presenta una dependencia en la concentración, Ver figura 9(A). En contraste en la región semidiluida (desde 100 hasta 4000 ppm aproximadamente), la adsorción es dependiente de la concentración. Ver figura 9(B). Se llegó a la conclusión que si el medio poroso es suficientemente contactado por una solución polimérica diluida, para satisfacer la adsorción, no se

daría una retención adicional cuando el medio poroso se exponga a concentraciones mayores de HPAM.

1.4.3.1.4 Tipo de roca. El nivel de adsorción en diferentes tipos de superficie fue estudiada por diversos autores (Mungan, 1969) involucro el término de superficie específica (BET) la cual se define como la relación entre el área superficial total y la masa del solido; concluyendo que en las arenas las cuales tiene un BET bajo ($0.036 \text{ m}^2/\text{g}$) presentaban menor adsorción que la caolinita la cual tenía una BET mucho mayor ($115.2 \text{ m}^2/\text{g}$).

(Smith, 1970) confirmo que el nivel de adsorción en el carbonato de calcio es mucho mayor que el nivel de adsorción de la HPAM en la superficie de sílice bajo las mismas condiciones. Ver figura 10. Sin embargo el atribuyo esto a las altas interacciones entre los iones Ca^{2+} de la superficie y el grupo carboxilo de la HPAM.

1.4.3.1.5 Solvente. Hace referencia al agua usada para la preparación de la solución polimérica, esta agua debe ser compatible con la de yacimiento por lo cual tendrá una salinidad asociada, esta salinidad favorece la adsorción. (Smith, 1970) estudio el efecto de aumentar la concentración de NaCl y los iones divalentes como el Ca^{2+} concluyendo que este aumento favorecía significativamente el nivel de adsorción y que a bajas concentración de iones divalentes era más notorio el efecto que con los iones monovalentes de Na^+ . Ver figura 11. Al haber mayor cantidad de cationes, la molécula de HPAM tiende a enrollarse perdiendo su distención, debido al acople de dichos cationes a los grupos carboxilos hidrolizados, lo cual reduce la repulsión de las fuerzas electrostáticas y el consiguiente enrollamiento de la molécula. Al haber moléculas más redondas y que ocupan menos espacio, estas se ajustan de una mejor manera a la superficie rocosa, aumentando así la cantidad de polímero que se

puede adherir a la superficie y a su vez las interacciones polímero-solvente se vuelven más débiles tomando más fuerza las interacciones polímero-superficie tendiendo el polímero a dejar la solución.

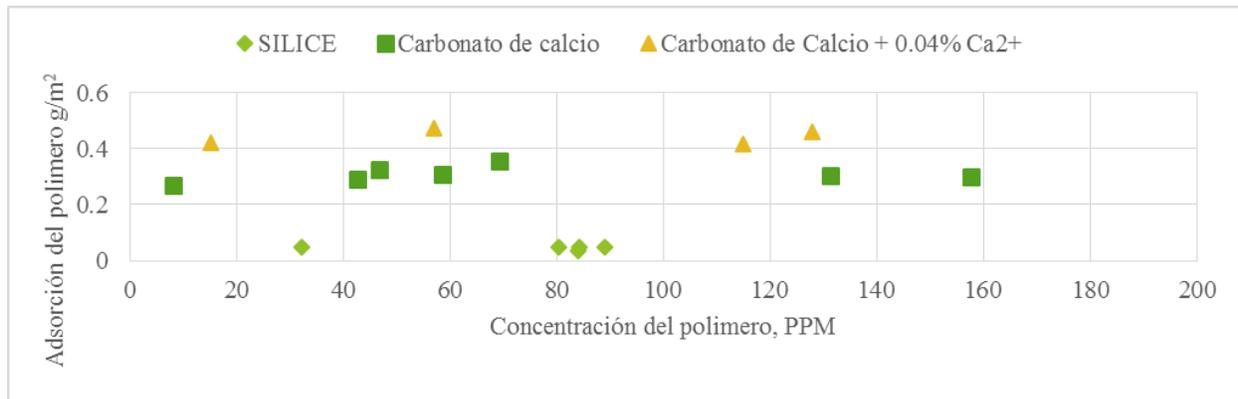


Figura 10. Efecto de la mineralogía de la superficie rocosa en la adsorción del polímero. Adaptado de: Smith, F. W. "The behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in porous media". *En Society of Petroleum Engineers*. 1970

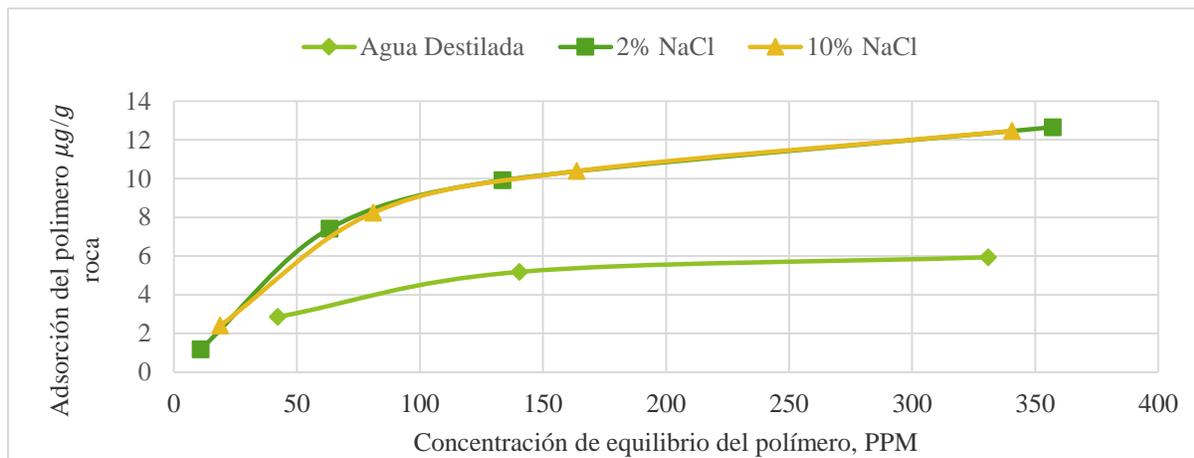


Figura 11. Efecto de la sal en la adsorción. Adaptado: Szabo, M.T. "An evaluation of water-soluble polymers for secondary oil recovery. Parts I and II" *Society of petroleum engineers*. (May) 1979.

1.5 Pruebas de desplazamiento

Las pruebas de desplazamiento realizadas a nivel de laboratorio donde se utiliza el mismo medio poroso y los mismos fluidos del yacimiento, se consideran en la actualidad, como una de las

herramientas más acertadas en la evaluación y predicción de comportamiento de flujo de fluidos en el yacimiento. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el mecanismo de desplazamiento dominante en el laboratorio son las fuerzas viscosas, despreciando las fuerzas capilares y gravitacionales debido a las altas tasas de inyección y a los pequeños espesores de los núcleos.

Dentro de los experimentos que se desarrollan en el laboratorio sobre muestras de roca se encuentran: la determinación de curvas de permeabilidad relativa por métodos en estado estacionario y no estacionario, el recobro secundario de hidrocarburos (inyección de agua) y el recobro mejorado de hidrocarburos, estos incluyen inyección de polímeros y surfactantes.

1.5.1 Análisis de Efluentes La cantidad de polímero adsorbido cuando una solución polimérica fluye a través de un medio poroso puede determinarse a partir de pruebas de desplazamiento. Los perfiles de concentración de los efluentes típicos de las pruebas de desplazamientos se representan en la figura 12. En estos experimentos, una solución polimérica de concentración conocida se desplaza a través de un medio poroso a una velocidad de flujo constante. Las concentraciones de efluentes de polímero se determinan como una función de volúmenes porosos inyectados. El polímero retenido se determina a través de un balance de materia general.

En la figura 12 métodos A, la cantidad de polímero en el núcleo es estimada en el punto donde la concentración normalizada del efluente alcanza la unidad. Sin embargo en este método no se tiene en cuenta el volumen poroso inaccesible por lo que para ser medido se necesita llevar a cabo un postflujo, que es el método B donde es posible un balance de masa completo, en el cual se resta la masa del polímero producido de la cantidad inyectada, y a partir de la masa del núcleo se puede calcular el nivel de retención.

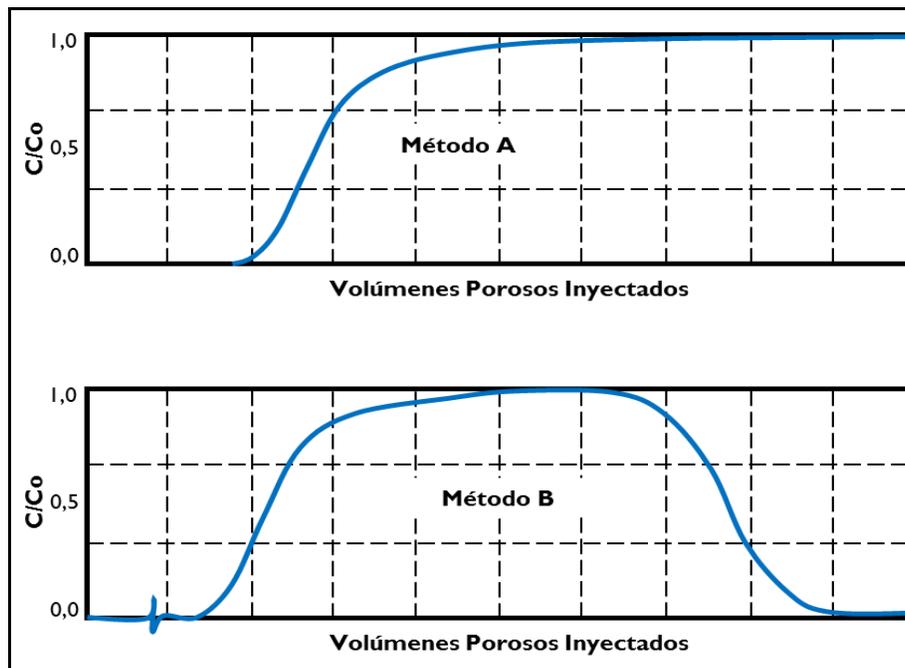


Figura 12. Perfiles de Concentración de los efluentes. Adaptado de: SORBIE K, PHIL D., *Polymer Improved Oil Recovery*, Springer Netherlands, pag. 140, 1991

Según la norma API RP 63, existen cuatro métodos para determinar la cantidad de polímero perdido durante el flujo de este en el medio poroso el método de bache grande, múltiples baches, reciclaje y estático, sin embargo solo se mostrara la metodología usada en el desarrollo de esta investigación, la cual consistió en una combinación del método de bache grande y múltiples baches.

1.5.2 Prueba de adsorción dinámica. En el método se desplaza un bache grande de polímero que contiene un trazador no adsorbente en la superficie rocosa seguido de un bache de salmuera y finalmente un segundo bache de polímero con trazador. La cantidad de polímero retenido es determinada mediante las diferencias de los perfiles de concentración del trazador y el polímero

de los diferentes baches.

En la prueba se desplaza una mezcla de polímero y trazador (KSCN – tiocianato de potasio) previamente diluidas, a una tasa baja para asegurar un tiempo de residencia suficiente para que exista interacción entre el polímero y la roca. La prueba puede hacerse tanto a condiciones de saturación residual de aceite, como a saturación 100% de agua, en este caso se realizó la prueba a condiciones de saturación residual de aceite (S_{or}).

Se inyectan 5 volúmenes poroso (VP) de solución polimérica o hasta conseguir estabilidad de presión y se colectan muestras; cada 0.3 o 0.4 VP ya que el espectrofotómetro necesita mínimo de 5 ml para medir concentraciones el polímero y el trazador.

Al terminar de inyectar el primer bache de polímero, se inyecta agua desplazando mínimo 5 VP, recolectando efluentes cada 0.3 VP para ser medidos en el espectrofotómetro. Finalmente se inyecta otro bache de polímero en el cual la concentración se estabilizará más rápido porque el núcleo ya está previamente invadido con el polímero.

Tras la colección de muestras, estas se llevan al espectrofotómetro, que debe estar previamente calibrado con la curva del polímero y del trazador que va a identificar, en él se realizan dos procedimientos similares, aquel que identifica el trazador cuyo reactivo es cloruro férrico, y el que identifica el polímero cuyo reactivo es ácido acético glacial e hipoclorito de sodio.

Una vez obtenidos los datos del espectrofotómetro se prosigue a construir las curvas de adsorción, en ellas la diferencia entre las 2 curvas de polímero es la cantidad adsorbida de polímero en la muestra y la diferencia de las curvas polímero – trazador, es el volumen poroso inaccesible.

2. Determinación de la adsorción del polímero mediante pruebas de desplazamiento

Durante la propagación de los baches de polímero a través del yacimiento existen interacciones importantes entre las moléculas de polímero y el medio poroso. Estas interacciones pueden causar que el polímero sea retenido por el medio poroso lo que conllevara a la formación de un banco de fluido de inyección total o parcialmente sin polímero. Claramente este banco de fluido tendrá una viscosidad mucho menor que la solución polimérica inyectada y esto llevara a una reducción de la eficiencia de la inyección de polímero. Esta retención de polímero tiende a reducir el recobro de aceite. El nivel de retención del polímero es uno de los factores claves en la determinación de la viabilidad económica de una inyección de polímero (Sorbie, 1991).

Los mecanismos que retienen el polímero de la fase acuosa son mecanismos individuales los cuales incluyen la adsorción del polímero el entrapamiento mecánico y la retención hidrodinámica. Para el caso del entrapamiento mecánico esta puede ser evitada con la pre filtración del polímero para reducir su tamaño molecular; mientras que para la retención hidrodinámica su contribución a la retención total no es significativa.

Entonces el fenómeno fundamental en la interacción polímero-superficie de la roca es la adsorción; que si bien genera una pérdida de polímero también las capas de polímero adsorbidos generan una reducción en la permeabilidad relativa al agua y un aumento en la mojabilidad al agua (Zheng et al., 2000). Es por esto que este fenómeno debe ser estudiado y evaluado para una aplicación de inyección de polímeros eficiente.

En el capítulo de 1.4.3.1 se mostró que existen diferentes factores que afectan de cierta manera el nivel de adsorción sin embargo el efecto del peso molecular del polímero no es del

todo claro para el caso de los polímeros flexibles como las poliacrilamidas, por esto que se escogió este parámetro a evaluar en la prueba de adsorción dinámica.

En el presente capítulo se mostrara la determinación de la adsorción dinámica para dos polímeros de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) con diferentes pesos moleculares mediante pruebas de desplazamiento, siguiendo el procedimiento experimental mostrado en el capítulo 1.5.2.

2.1 Diseño experimental

Se planteó un diseño factorial simple donde los factores corresponden al peso molecular y a la concentración del polímero. La variable objetivo es la adsorción del polímero por esto es importante resaltar que esta solo se puede determinar una única vez ya que el proceso es irreversible por lo que se decidió realizarla a la menor concentración. Es decir solo una determinación de adsorción se planteó una para cada tipo de polímero.

Las variaciones en concentración serán claves para determinar los factores de resistencia y factores de resistencia residual para las diferentes tasas de inyección usadas en el desarrollo experimento.

Tabla 1.

Diseño experimental planteado

Peso Molecular (MDa)	Concentración del polímero (ppm)		
	1000 ppm	1500 ppm	2000 ppm
Medio (8-12)	x	x	x
Bajo (5-8)	x	x	x

2.2 Desarrollo experimental

2.2.1 Insumos y materiales para el desplazamiento

2.2.1.1 Selección de los polímeros. Para cumplir con el propósito de la investigación y del diseño experimental se debían escoger polímeros con diferentes pesos moleculares para evaluar su efecto en el fenómeno de adsorción.

Para esto se consultó una base de datos de diferentes polímeros usados en aplicaciones de recobro químico suministrados por diferentes empresas del sector, en la tabla 2 se muestran algunos de ellos.

Tabla 2.

Polímeros suministrados por empresas del sector

Compañía	Nombre	Hidrolisis (%)	Peso molecular (10 ⁶ Da)	Humedad	Densidad (g/cc)
1	FLOPAAN AN 125	25	13	7.6	0.8
2	EOR 990	31.85	20.25	10.39	0.6
3	ASPIRO P 5411	-	-	0.0	0.7
4	KYPAM-SST	21.3	20.50	10.5	0.7
5	E-4988	24	-	6.0	0.65

Para el propósito de esta investigación, se evaluaron poliacrilamidas aniónicas. Según el diseño experimental los polímeros que más se ajustan se muestran en la tabla 3.

Tabla 3.

Polímeros seleccionados

Polímero	Peso Molecular (M Da)	% Hidrolisis
Flopaam 3230	5-8	30%
Flopaam 3430	10-12	28%

Se escogieron los polímeros de la serie Flopaam de la compañía 1 debido a que presenta una variación de peso molecular de acuerdo al diseño experimental donde el polímero de menor peso esta entre 5 a 8 MDa y el medio entre 10-12 MDa, otro aspecto importante es que el porcentaje de hidrolisis es bastante similar entre ellos lo que hace que este factor este casi sin modificar en la evaluación de la adsorción de estos polímeros al medio poroso.

Una vez escogidos estos polímeros se procedió a confirmar el porcentaje de humedad dado por la empresa ya que este cambia constantemente con el tiempo de exposición del polímero al ambiente.

2.2.1.1.1 Determinación del porcentaje de humedad. El porcentaje de humedad hace referencia a la cantidad de agua libre adherida al polímero. Es importante determinar cuál es este valor para no subestimar la cantidad de polímero a usar en la preparación de la solución polimérica. Su determinación consiste en pesar una cantidad determinada de muestra y someterlo a una temperatura para eliminar el agua libre, y por diferencia de pesos entre la muestra húmeda y seca calcular la humedad, de acuerdo a la fórmula 6.

El procedimiento para la determinación del porcentaje de humedad es el siguiente:

- Pesar un vidrio reloj.
- Pesar 1.5 gramos del polímero solido
- Calentar la muestra por 30 minutos a una temperatura entre 100-105 °C
- Pesar nuevamente la muestra de polímero deshidratada y registrar el peso final
- calcular el porcentaje de humedad de acuerdo a la Ecuación 6.
- La medición del porcentaje de humedad debe realizarse como mínimo 2 veces.

$$\%Humedad = \frac{\textit{peso inicial} - \textit{peso final}}{\textit{peso inicial}} * 100 \qquad \text{Ecuación 6}$$

En la tabla 4 se muestran los cálculos de porcentaje de humedad para los polímeros seleccionados, cabe resaltar que a cada polímero se le hizo duplicado para verificar la veracidad de los resultados

*Tabla 4.
Porcentaje de humedad de los polímeros seleccionados*

Nombre	Humedad (%)	Humedad (%) Promedio
Flopaam 3230s	10.35	10.15
Flopaam 3230s	9.95	
Flopaam 3430s	7.18	7.00
Flopaam 3430s	6.82	

2.2.1.2 Salmuera de inyección. Se escogió la composición de la salmuera de inyección de un campo colombiano donde ya se había realizado una inyección de químicos dado que la salinidad estaba en el rango de aplicación de las poliacrilamidas. Se preparó la salmuera con la siguiente composición de sales mostrada en la tabla 5, la salmuera alcanzo un PH de 6,98.

*Tabla 5.
Composición de la Salmuera*

Sales	Cantidad en gr por litro
NaCl	6.4

CaCl ₂ 2H ₂ O	1.39
MgCl ₂ 6H ₂ O	0.43
KCl	0.36

2.2.1.3 Aceite. El aceite usado corresponde a un aceite mineral tipo klearol el cual se inyectara a una temperatura de yacimiento de 125°F con una viscosidad de 13 cp. En la figura 13 se muestra el comportamiento de la viscosidad del aceite con la temperatura. El uso del aceite mineral evitara problemas de precipitación de parafinas, asfáltenos o algún tipo de taponamiento que se llegara a producir con un crudo de un campo real. Este aceite mineral proporciona la misma viscosidad que el crudo del campo colombiano estudiado.

2.2.1.4 Medio Poroso Durante los últimos 30 años, los núcleos de berea han sido ampliamente reconocidos por la industria petrolera como la mejor muestra para probar la eficacia y eficiencia de los diferentes proceso asociados a un yacimiento. La arenisca de Berea es una roca sedimentaria cuyos granos se componen de cuarzo unidos por sílice, posee una porosidad y permeabilidad relativamente alta. Para el desarrollo de esta investigación se usaron dos muestras de berea, en la tabla 6 especifican las propiedades petrofísicas de cada una.

En la figura 14 se muestra la muestra BNTC-GRM2, la cual fue usada para la prueba de adsorción dinámica del polímero flopaan 3230s y la muestra BNTC-GRM-5 fue usada con el polímero flopaan 3430s.

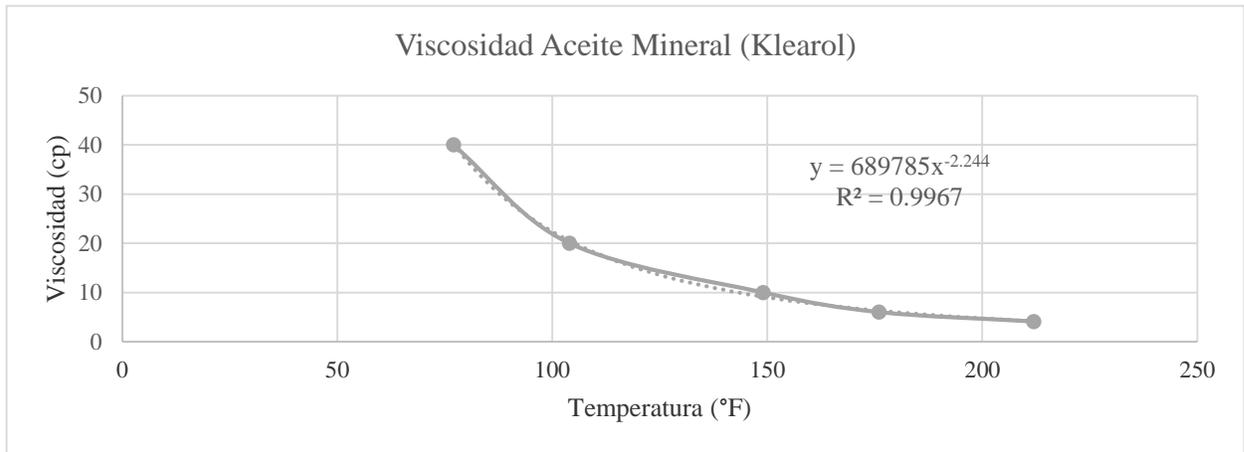


Figura 13. Viscosidad vs Temperatura Aceite Mineral Klearol

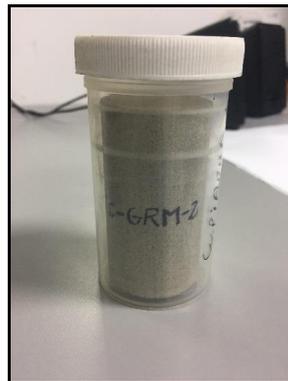


Figura 14. Muestra de berea usada

Tabla 6.

Propiedades de las muestras de Berea

Nombre muestra	Permeabilidad Keyphi (k) [md]	Porosidad [%]	Dens. De Grano [g/cc]	Diámetro (cm)	Longitud (cm)	Peso (g)
BN-TC-GRM-2	166.94	18.89	2.64	3.832	7.185	177.61
BN-TC-GRM-5	171.45	18.79	2.64	3.834	7.521	186.13

2.2.2 Condiciones de la prueba. En la tabla 7 se muestran las condiciones de la prueba las cuales son las mismas del campo colombiano en estudio.

Tabla 7.
Condiciones de la prueba

Presión Confinamiento	T(°F)	Back pressure	Fluidos
1000 psi	125	170 psi	Salmuera 7600 ppm Aceite Klearol

2.2.3 Adecuación de equipo. En la figura 15 se muestra el equipo (1) de desplazamiento utilizado para realizar la determinación de la adsorción dinámica del polímero de bajo peso molecular, este equipo está ubicado en las instalaciones del Instituto colombiano del petróleo (ICP). El equipo consta los siguientes elementos: core holder, bombas de desplazamiento positivo, cilindro contenedor de fluidos, back Pressure, medidores de presión, sistema de control, bomba de confinamiento y horno.



Figura 15. Equipo de desplazamiento (1)

El primer paso para la adecuación del equipo es comprobar que las líneas y las juntas no tengan fugas. El siguiente paso es la limpieza de las líneas de inyección y producción esto se

hace con un solvente en este caso se usó varsol, se debe comprobar que las líneas estén completamente limpias monitoreando el color del varsol. A continuación se desmonta y limpia el Core holder para finalmente realizar la calibración de los medidores de presión, esta calibración es necesaria ya que cada medidor posee un rango diferente de lectura. En la figura 16 se muestra el Core holder utilizado.

Para el desarrollo experimental de la prueba de adsorción dinámica del polímero de peso molecular intermedio flopaan 3430s se decidió cambiar el equipo (1) de desplazamiento debido a que este poseía un volumen muerto bastante grande(24.18 ml) mientras que el equipo 2 poseía un volumen muerto de 6.6 ml . El equipo utilizado se muestra en la figura 17.



Figura 16. Core holder

2.2.4 Protocolo experimental. En la figura 18 se muestra el protocolo experimental desarrollado en las pruebas de desplazamiento tanto para la prueba de adsorción dinámica como para cálculos del factor de resistencia y resistencia residual.

Los pasos del 1 al 4 son común para las dos pruebas, el paso 5 es la prueba propiamente de adsorción donde se inyecta un primer bache de polímero con trazador, seguido de un bache de salmuera y finalmente otro bache de polímero con trazador, en este paso se obtiene el valor de adsorción y volumen poroso inaccesible, en los pasos 6 y 7 se obtienen los diferenciales de

presión para los distintos baches de diferente concentración de polímero para así calcular los factores de resistencia y resistencia residual. A continuación se mostrara el desarrollo experimental en cada etapa.

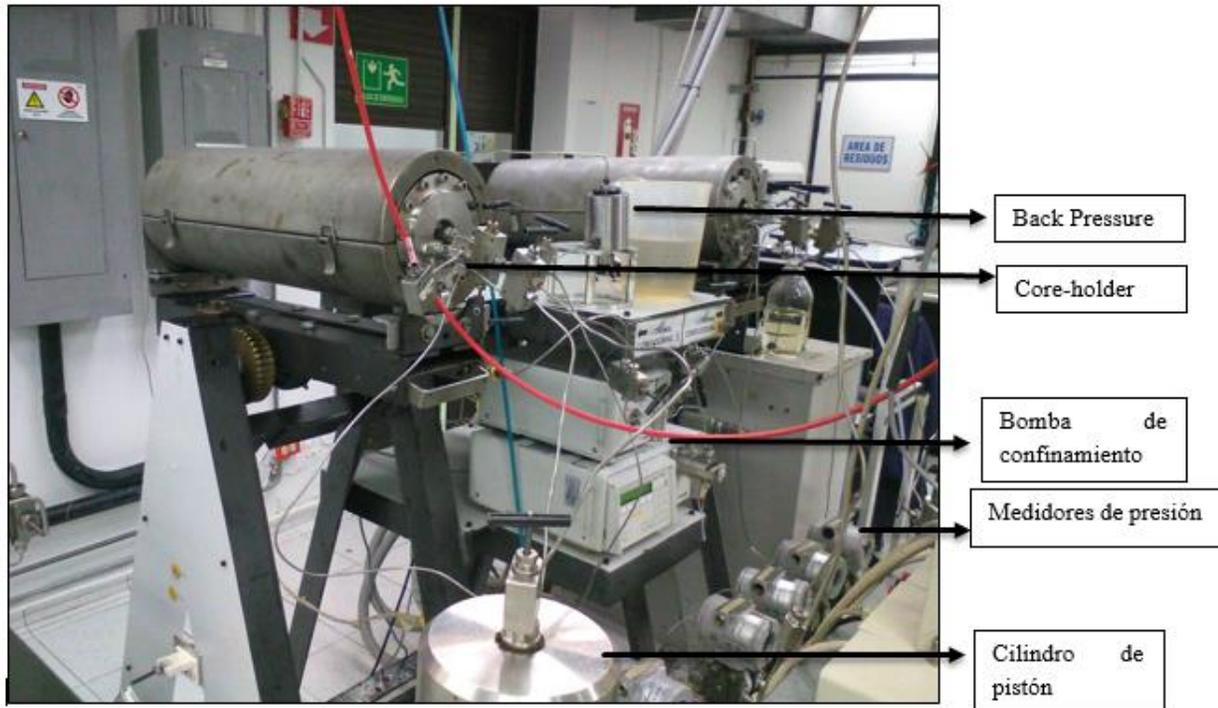


Figura 17. Equipo de desplazamiento (2)

2.2.4.1 Determinación del volumen poroso de las muestra. Esta determinación se realizó por el método de saturación, con salmuera filtrada y des aireada. La muestra se introduce en un cilindro y por alrededor de 3 horas se le induce vacío con una bomba, una vez finalizado este procedimiento se deja saturando con la salmuera durante 12 horas. El montaje se puede observar en muestra en la figura 19.

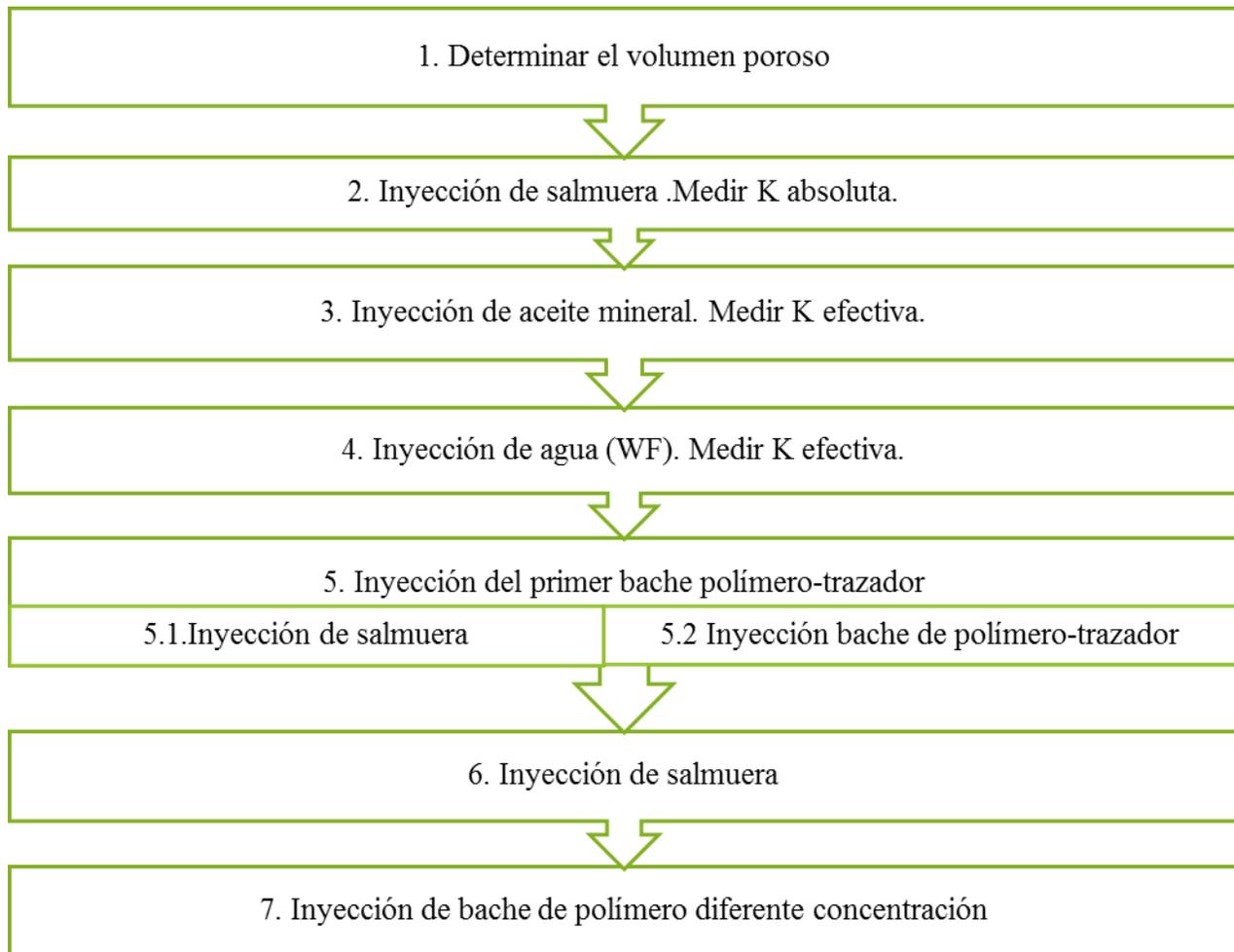


Figura 18. Protocolo experimental

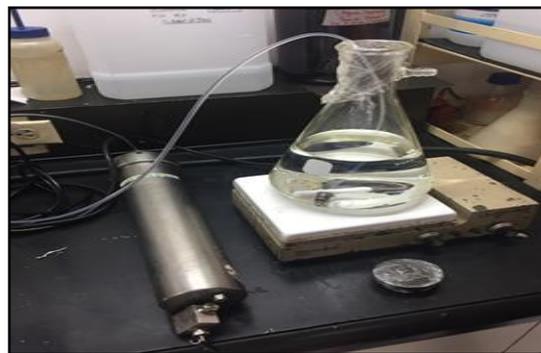


Figura 19. Saturación de la muestra por medio de vacío

Se registro el peso de las muestras sin saturar y saturadas, y se realizó el cálculo del volumen poroso usando la siguiente ecuación 7:

$$VP = \left(\frac{\pi}{4} * D^2 * L\right) * \phi$$

Ecuación 7

Dónde: D: Diámetro de la muestra (cm)

L: Longitud de la muestra (cm)

ϕ : Porosidad en fracción

Una vez calculado el volumen poroso se puede calcular el porcentaje de saturación el cual se define como:

$$\% \text{ Saturación: } \frac{\text{peso de la muestra saturada} - \text{peso de la muestra seca}}{\text{Volumen poroso}} * 100$$

Ecuación 8

En la tabla 8 se muestran los cálculos para las dos muestras utilizadas. Valores mayores al 97% en el porcentaje de saturación, proporcionan resultados confiables para el volumen poroso, en este caso los porcentajes de saturación fueron del 97.24% para la primera muestra y 99.76 para la segunda por lo que se aseguró un valor confiable.

*Tabla 8.
Volumen poroso por saturación*

Nombre muestra	Porosidad. (ϕ) (%)	Volumen poroso (ml)	Peso de la muestra seca (gr)	Peso de la muestra saturada (gr)	% Saturación
BN-TC-GRM-2	18.89	15.65	177.68	192.90	97.24
BN-TC-GRM-5	18.79	16.31	186.13	202.41	99.76

2.2.4.2 Determinación de la permeabilidad absoluta al agua. Para determinar la permeabilidad absoluta de la muestra al agua, es necesario contar con el equipo de

desplazamiento preparado es decir las líneas deben estar libre de fugas y purgadas con la salmuera a usar; una vez alcanzada esta etapa se procedió a montar la muestra en el Core holder para finalmente llevar el equipo a las condiciones de presión de confinamiento y de temperatura representativas para el campo de estudio.

Antes de medir la permeabilidad de las muestras se inyectó salmuera a una tasa baja de 0.02 ml/min durante 3 días. Para asegurar una buena medición de permeabilidad, esta se midió a cuatro tasas de flujo las cuales fueron: 0.2, 0.5, 0.8 y 1 cc/min. En la tabla 9 se muestra la bitácora de inyección para la muestra BN-TC-GRM-2, y la muestra BN-TC-GRM-5 donde se especifican el caudal usado, el fluido, la viscosidad del mismo, la presión y permeabilidad promedio.

En los resultados de la tabla 9 se evidencio una alta inestabilidad en el diferencial de presión para el caudal de 0.2 cc/min para la muestra BN-TC-GRM-2 por lo cual el valor de permeabilidad calculado no se tomó como valido; esto se debe a que el equipo 1 presenta cierta sensibilidad a la temperatura del ambiente y esta cambiaba constantemente en el laboratorio lo que se tradujo en mediciones de diferenciales de presiones muy variantes, aun inyectando casi 7.8 volúmenes porosos.

Se quisieron probar la calidad de resultados para el caso de un caudal de 0.5, 0.8 y 1 cc/min para las dos muestras, para esto se realizaron los cálculos con la ecuación 9 y se asumió que la permeabilidad absoluta al gua era proporcional a una reducción del 10% de la permeabilidad al aire.

Tabla 9.

Bitácora para el cálculo de la permeabilidad absoluta al agua

Muestra	Fluido	Viscosidad cP	Caudal (cc/min)	K Prom. (mD)	Presión Prom. (psi)
BN-TC-GRM-2	Salmuera	0.535	0.2	69.64	0.496
			0.5	161.74	0.253
			0.8	129.78	0.501
			1	136.68	0.602
BN-TC-GRM-5	Salmuera	0.535	0.5	186.27	0.232
			0.8	148.58	0.462
			1	123.90	0.693

$$\Delta P = \frac{245 * L * \mu * Q}{A * K}$$

Ecuación 9

Dónde: L: Longitud de la muestra (cm)

μ: Viscosidad del Fluido inyectado (cP)

Q: Caudal de inyección (cc/min)

A: Área transversal cm²

K: Permeabilidad (md)

Tabla 10. Diferenciales de presión obtenidos

Muestra	Tasa de inyección (cc/min)	ΔP Medido en el equipo (psi)	ΔP Calculado (psi)
BN-TC-GRM-2	0.5	0.254	0.279
	0.8	0.487	0.447
	1	0,591	0.558
BN-TC-GRM-5	0.5	0.232	0.292
	0.8	0.462	0.468
	1	0,693	0.586

En la figura 20 se muestra el comportamiento del diferencial de presión medido con las diferentes tasas de inyección para las dos muestras. Este comportamiento posee una tendencia

lineal lo que demuestra una proporcionalidad entre las mismas por lo que estas mediciones se tomaron como válidas para realizar los cálculos de permeabilidad usando la ecuación 9, por lo cual se tuvo que la permeabilidad al agua fue de 142.73 y 152.91 mD para la muestra BN-TC-GRM-2 y BN-TC-GRM-5 respectivamente.

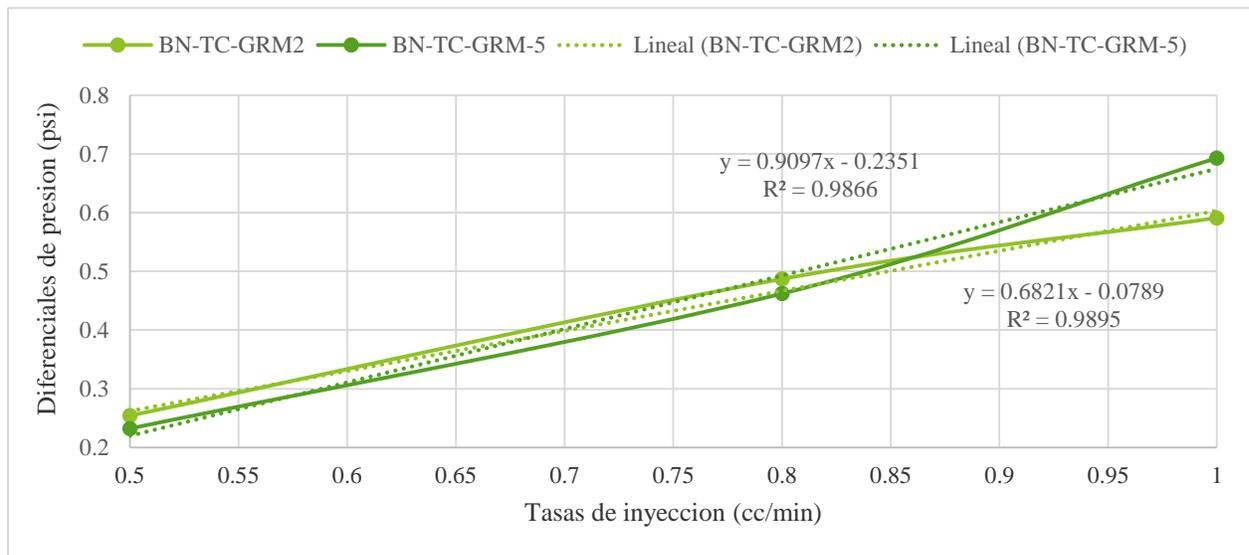


Figura 20. Diferenciales de presión vs tasa de inyección

2.2.4.3 Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite. Antes de la medición de la permeabilidad efectiva al aceite se realizó la inyección de 1 VP de aceite por día durante 3 días, esto con el fin de determinar la cantidad de agua recuperada, al igual que la saturación de agua irreducible. En la tabla 10 se muestran los valores obtenidos de saturación de agua irreducible y saturación de aceite para cada prueba.

La medición de la permeabilidad relativa al aceite, puede ser calcular a velocidades lineales entre los 0.5 y 2 pies/ día, monitoreando las presiones alcanzadas. Cuando se alcancen condiciones de estado estable es decir cuando un diferencial de presión constante sea alcanzado,

la permeabilidad puede ser calculada usando la ecuación de Darcy para flujo horizontal de un fluido incompresible. Mediciones a mínimo 2 diferentes condiciones de flujo deben ser obtenidas para que un valor promedio de permeabilidad pueda ser calculado.

Tabla 11.

Estado final inyección de aceite

Muestra	Volumen Poroso (ml)	Volumen Muerto del equipo ml	Total agua producida (ml)	Swc	So
BN-TC-GRM-2	15.65	24.186	36	0.245	0.754
BN-TC-GRM-5	16.32	6.6	19.5	0.295	0.704

Para la tasa de 0.2 cc/min el diferencial promedio fue del 5.47 psi, se alcanzó la estabilidad después de la inyección de 7.4 volúmenes porosos, dando una permeabilidad promedio de 75.1mD; para la tasa de 0.5 cc/min el diferencial promedio fue de 11.58 psi con una permeabilidad promedio de 88.64 Md para el caso de la muestra BN-TC-GRM-2, para la muestra BN-TC-GRM-5 la estabilidad a una tasa de 0.2 cc/min se alcanzó después de inyectar 7.8 volúmenes porosos con un valor de 5.3 psi, para la tasa de 0.5 cc/min se alcanzó un valor estable de presión de 9.68 psi después de inyectar 10.7 Vp. Ver tabla 12.

Tabla 12.

Bitácora para el cálculo de la permeabilidad efectiva al aceite

Muestra	Fluido	Viscosidad cp	Caudal (cc/min)	K Prom. (mD)	Presión Prom. (psi)
BN-TC-GRM-2	Aceite	13.45	0.2	75.10	5.477
	Klearol		0.5	88.64	11.589
BN-TC-GRM-5	Aceite	13.45	0.2	81.01	5.310
	Klearol		0.5	110.8	9.686

Los valores de presión calculados se corrigieron debido al error asociado a los medidores de presión del equipo en la figura 21 se muestra la corrección. Dando como resultado una permeabilidad efectiva al aceite de 86.54 Md y 96 Md para la muestra BN-TC-GRM-2 y BN-TC-GRM-5 respectivamente.

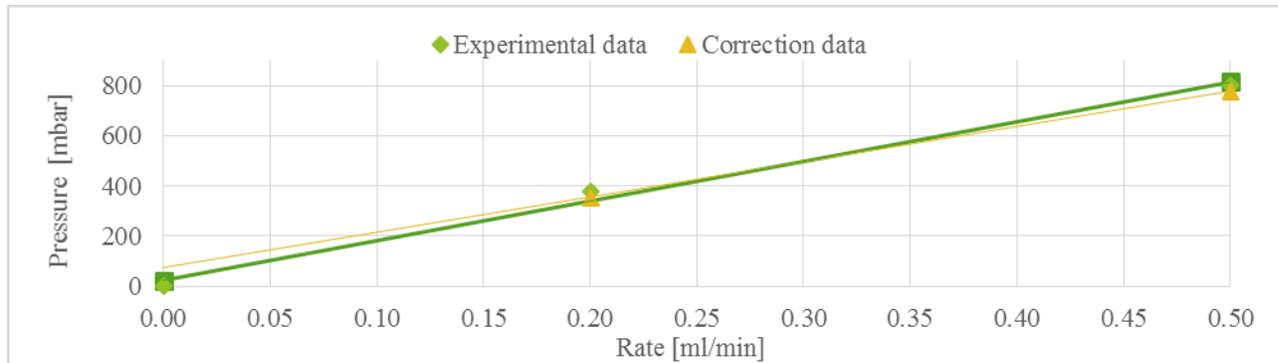


Figura 21. Corrección por Threshold pressure

2.2.4.4 Proceso experimental para la inyección de agua. Se realizaron las mediciones de los diferenciales de presión para las diferentes tasas de flujo para evaluar la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica además de la movilidad del agua antes y después de la inyección de polímero lo que se traduce en un cambio en la permeabilidad debido a la inyección del polímero, calculando así factores de resistencia y de resistencia residual. Para esto se definieron tasas de inyección que van entre 1 y 10 ft/ día según la norma API RP63. Las tasas de inyección con su respectivo valor de diferencial de presión estable para cada muestra de berea se exponen en la tabla 13. La tasa de 0.067 cc/min corresponderá a la tasa usada para la prueba de adsorción.

La tasa de inyección más baja fue de 0.067 cc/min en donde se alcanzó un diferencial estable de 1.499 psi con un error menor al 5 %, para la muestra BN-TC-GRM-2 mientras que para la muestra BN-TC-GRM-5 fue de 2.31 psi con un error del 1.4%, este estado se alcanzó de una

forma muy rápida esto debido a la condición de saturación de aceite residual alcanzada previamente para cada una de las muestras-

Tabla 13.

Tasas de inyección y diferenciales para el cálculo de RF y RRF

Muestra	Tasa (cc/min)	Diferencial (psi)	Prueba
BN-TC-GRM-2	0.067	1,499	RF, RFF, Adsorción
	0.167	3.221	RF, RFF
	0.25	4.405	RF, RFF
	0.5	7.238	RF, RFF
BN-TC-GRM-5	0.067	2.310	RF, RFF, Adsorción
	0.167	5.164	RF, RFF
	0.25	5.722	RF, RFF
	0.5	11.9	RF, RFF
	1	23.6	RF, RFF

En las figura 22 se muestra el comportamiento del diferencial de presión versus el tiempo para la muestra BN-TC-GRM-2 una vez alcanzado el valor de estabilidad el cual se consiguió después de la inyección de 4 volúmenes porosos estables. Las mediciones de presión fueron llevadas en días diferentes para cada tasa. En la figura 23 se muestra el comportamiento del diferencial de presión versus el tiempo de la muestra BN-TC-GRM-5 para las diferentes tasas de inyección. Las mediciones de presión fueron llevadas en un mismo día debido a que la

estabilización de la presión fue muy rápida, se inyectaron más de 4 volúmenes porosos por cada tasa y se registró su estabilidad, teniendo un error menor al 3%.

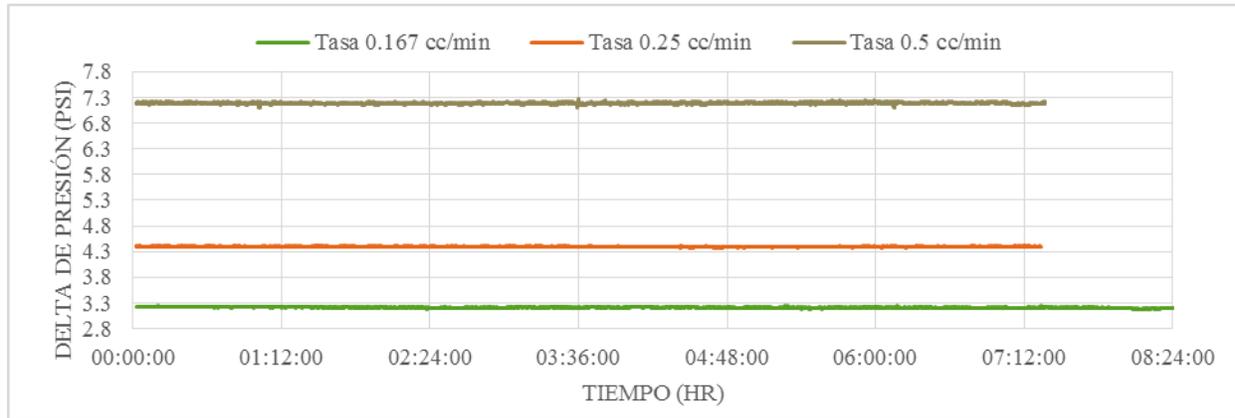


Figura 22. Diferencial de presión para las diferentes tasas muestra BN-TC-GRM-2

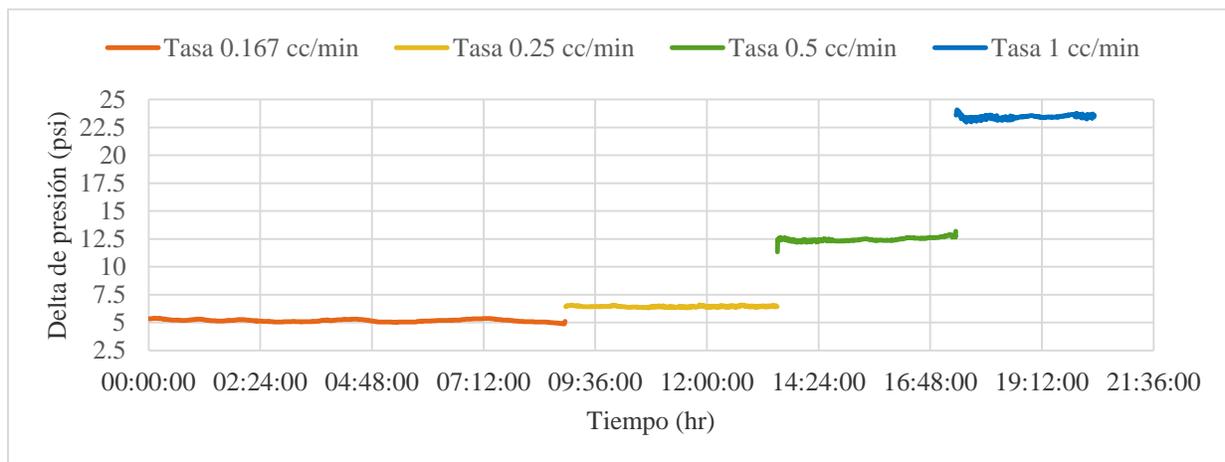


Figura 23. Diferencial de presión para las diferentes tasas muestra BN-TC-GRM-5

2.2.5 Prueba de adsorción dinámica para polímeros de bajo y medio peso molecular

2.2.5.1 Preparación de la mezcla solución polimérica- trazador. Como se explicó en la sección 3.5.2 , para la determinación de la adsorción es necesario la inyección de un bache de polímero junto con un trazador, el cual es una sustancia identificable que permite seguir el curso de una reacción después se inyecta un bache de salmuera y finalmente un segundo bache de

polímero-trazador, esto con el fin de analizar el tiempo en el cual se estabiliza tanto la concentración del trazador como la del polímero para así determinar la adsorción dinámica y el volumen poroso inaccesible.

El trazador usado fue el tiocianato de potasio (KSCN) para las dos pruebas de adsorción el cual se le adiciono a la salmuera de preparación del polímero en una concentración de 30 ppm.

Las dos soluciones poliméricas se realizaron con la solución salmuera-trazador a la concentración anteriormente definida. En la primera prueba de adsorción dinámica se inyectó una solución polimérica de 1000 ppm del polímero flopaan 3230s el cual posee un peso molecular bajo de entre 5 a 8 MDa, esta prueba se realizó en la berea BN-TC-GRM-2 mientras que para la segunda el polímero usado fue el flopaan 3430s el cual posee un peso molecular de 10-12 MDa, realizado en la berea BN-TC-GRM-5

Para la preparación de las dos diferentes soluciones poliméricas se empleó una solución madre de 5000 ppm y esta se diluyó hasta alcanzar la concentración requerida de 1000 ppm, este procedimiento se realizó para cada uno de los polímeros. Para la preparación de la solución madre es necesario conocer el porcentaje de humedad del polímero, ya que este se tiene en cuenta al momento de realizar los cálculos asociados a la cantidad de polímero a usar.

En general se deben tener presentes ciertas recomendaciones al momento de la preparación de la solución madre entre las principales se tienen:

- El agua de preparación de la solución madre debe ser filtrada previamente al vacío en una membrana de 0.45 μm .
- La agitación debe tener una velocidad suficiente para que se genere un vórtice que ocupe el 70% del volumen del beaker.

- Se debe agregar el polímero gradualmente sobre el hombro del vórtice de manera continua
- Dejar por un mínimo de 12 horas en hidratación la solución polimérica, después de terminado el tiempo de agitación.
- Filtrar la solución madre hidratada por una malla 325 mesh o 50 µm con el fin de remover material suspendido.
- La solución madre tiene un tiempo de vida útil de 20 días, si es mantenida a condiciones de temperatura ambiente desde su preparación.

Los cálculos usados para la preparación de la solución madre se muestran a continuación:

Tabla 14. Data de la solución madre

Solución Madre polímero	<i>Flopaan 3230s</i>	<i>Flopaan 3430s</i>
Salmuera de preparación	Salmuera 7600 ppm + KSCN (30 ppm)	
Concentración deseada de solución madre	5000 ppm	
Volumen a preparar de solución madre	0.5 L	
Cantidad a pesar de polímero teórico	2.5 g	
Porcentaje de humedad	10.15%	7%
Cantidad a pesar de polímero por humedad	2.7538 gr	2.675 gr
Salmuera a pesar	497.246 gr	497.33gr

Una vez preparada la solución madre, se procede a la preparación de la solución diluida para esta es necesario pesar en un beaker, la cantidad de solución madre, siguiendo la siguiente formula

$$W_i = \frac{W_f \times C_f}{C_i}$$

Ecuación 10

Donde:

W_i : Peso de solución madre (g)

C_i : Concentración de la solución madre

W_f : Peso a preparar de la solución diluida (g)

C_f : Concentración de la solución diluida (ppm)

Con la cantidad de solución madre calculada se adiciona la salmuera de preparación hasta completar el peso total de la solución diluida, es importante resaltar que esta salmuera debe tener la concentración del trazador que para este caso fue de 30 ppm de KSCN además la salmuera debe ser filtrada al vacío en una membrana de 0.45 μm .

En la figura 24 se observa la preparación de las soluciones madre: Formación del vórtice (a) y filtración de la solución madre hidratada (b)



(a)



(b)

Figura 24. Preparación solución madre

2.2.5.2 Medición de la concentración del trazador y del polímero. La medición de la concentración del trazador se realizó con la técnica de espectrofotometría visual la cual se ejecutó con un espectrofotómetro, este equipo proyecta un haz de luz monocromática a través de la solución que contiene una cantidad desconocida de soluto y mide la cantidad de luz que es absorbida por dicha muestra. Indicando indirectamente para este caso la cantidad de tiocianato de potasio KSCN presente en la muestra.

Para llevar a cabo la medición de la concentración del trazador es necesario la creación una curva de calibración para esta se deben realizar los siguientes pasos:

- Preparar patrón con la concentración de KSCN a inyectar (30 ppm).
- Realizar las diferente diluciones de la muestra patrón para este caso fueron de 5, 10,15,20 y 25 ppm
- Tomar una cantidad de 10 ml de las diluciones anteriores
- Agregar 1 ml de cloruro férrico hexahidratado al 10% P/V, se usa este reactivo debido a que este actúa con el tiocianato de potasio precipitándolo, generando un cambio de color en la muestra.
- Agitar la muestra y esperar por 1 minuto
- En el espectrofotómetro leer las mediciones a una longitud de onda de 465 nm

En la tabla 15 se registran los valores de absorbancia medidos con el espectrofotómetro para las diferentes diluciones.

Tabla 15.

Absorbancia para las diferentes diluciones

ppm	ml KSCN	Diluciones	
		ml H2O	Absorbancia
0	0	20	0
5	3.33	16.66	0.36

10	6.66	13.33	0.57
15	10	10	1.01
20	13.33	6.66	1.22
25	16.66	3.33	1.62
30	20	0	1.95

La curva de calibración del trazador tiocianato de potasio es mostrada en la figura 25, esta presenta un buen ajuste con un R^2 de 0.995. Esta regresión lineal será ingresada en el espectrofotómetro y será usada para convertir los datos de absorbancia a concentración una vez se analicen los efluentes obtenidos en la prueba de adsorción dinámica para la construcción de la curva del trazador versus los volúmenes porosos inyectados

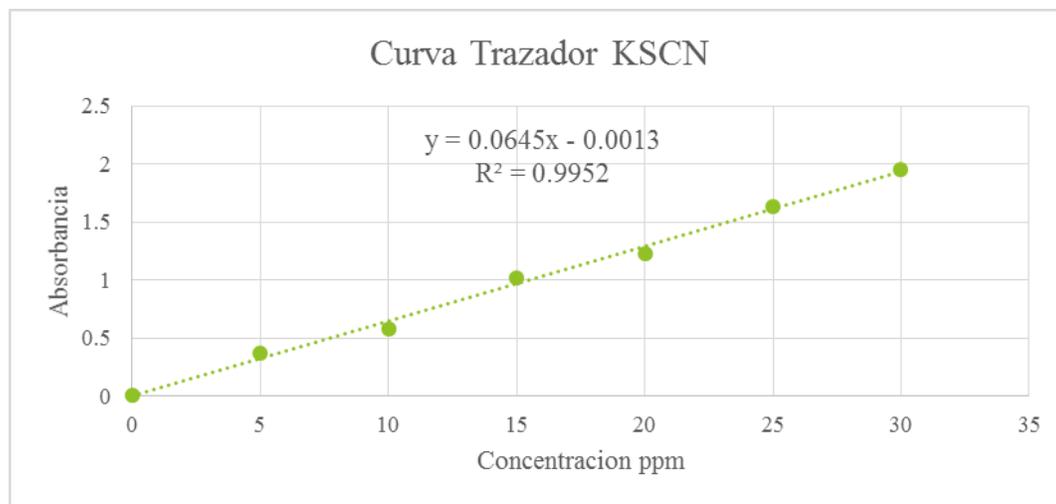


Figura 25. Curva de calibración del trazador KSCN

En la figura 26 se muestra el equipo usado y las diluciones una vez analizadas con el reactivo, en esta se pueden evidenciar los cambios de color en las muestras, empezando en una tonalidad amarillenta (menor concentración) hasta una tonalidad naranja oscura (mayor concentración).



Figura 26. Espectrofotómetro y diluciones usadas

El procedimiento para la medición de la concentración del polímero se realiza de manera similar a la del trazador, solo que los reactivos y el tiempo de espera varían. El primer paso es la generación de la curva de calibración para este tipo de poliacrilamida, esta se realiza con la preparación de soluciones patrón desde una concentración de 40 a 500 ppm. Es deseable que esta curva tenga un número de entre 10 y 15 puntos para lograr un buen ajuste, ya que esta curva será la base para la medición de los efluentes resultantes de la prueba de adsorción dinámica.

El método de determinación de la HPAM consiste en la precipitación del grupo acrilato provocando una turbidez en la muestra, esta turbidez es medida por el espectrofotómetro el cual convierte este valor de absorbancia en concentración. Para la precipitación de este grupo es necesario la preparación de un reactivo con hipoclorito de sodio el cual se adhiere a la cadena de acrilato generando la cloramida la cual es insoluble en agua provocando su precipitación

Para la determinación de esta concentración se tiene el siguiente procedimiento:

- Tomar 5 mL de la muestra de concentración desconocida.
- Agregar 4 mL de reactivo y esperar un tiempo entre 5 y 3 minutos.
- Transcurridos este tiempo agitar suavemente y esperar un tiempo de 3 minutos

- Transcurridos este tiempo medir la absorbancia de la muestra, estas mediciones se realizaron a una longitud de onda de 470 nm.

2.2.5.3 Prueba de adsorción dinámica flopaam 3230s. Para calcular el valor de adsorción dinámica se deben tomar efluentes cada cierto volumen poroso para así obtener un volumen mínimo de muestra necesario para la medición de concentración con la ayuda del espectrofotómetro.

En la tabla 16 se muestran los parámetros que se tomaron al momento de realizar la prueba de adsorción, donde es importante resaltar que la toma de efluentes ser realizo cada 0.3 Vp esto para asegurar una cantidad de muestra de 4.59 cc ya que se debe tener muestra suficiente para realizar la medición del polímero y del trazador. La tasa de inyección es baja para así asegurar un tiempo suficiente de interacción entre el polímero y el medio poroso.

Tabla 16. Parámetros de la prueba de adsorción flopaan 3230s

Volumen poroso de la muestra	15.65 cc
Toma de efluentes	0.3 Vp
Volumen de muestra a recolectar	4.595 cc
Tiempo por muestra	70.07 min
Tasa de inyección	0.067 cc/min

En la tabla 17 se muestran las concentraciones teóricas y reales del polímero y del trazador usados en la prueba, que para el caso del polímero la concentración real fue 300 ppm menor que la teórica esto debido posiblemente a errores asociados a la medición del polímero y en la preparación de la solución polimérica, por eso es recomendable medir esta concentración antes de inyectarla ya que esta será la concentración de estabilización del polímero.

Tabla 17.

Concentraciones teóricas y reales del polímero y trazador

Polímero: Flopaan 3230s		
Concentración teórica de polímero inyectada	1000	ppm
Concentración real de polímero inyectada	721.10	ppm
Trazador: KSCN		
Concentración teórica de trazador inyectada	30.0	ppm
Concentración real de trazador inyectada =	30.430	ppm

El siguiente es el protocolo de inyección que se llevó a cabo durante la prueba:

- Inyección de un bache de 5.7 VP de (Polímero Flopaan 3230s + trazador KSCN)
- Inyección de un bache de 5.1 VP de salmuera
- Inyección de un segundo bache final de 6.6 VP (Polímero Flopaan 3230s + trazador KSCN)

En la tabla 18 se muestra un resumen del primer bache de la mezcla polímero + trazador inyectado. Donde se muestran la cantidad de volúmenes porosos inyectados, el valor de absorbancia dado por el equipo y finalmente la concentración hallada tanto para el polímero como para el trazador. El factor de dilución fue de cinco para el bache de polímero este fue para todos los baches posteriores inyectados y el factor de dilución del trazador fue de 10.

En esta tabla se puede observar que a medida que los volúmenes porosos inyectados aumentan de la mezcla polímero + trazador, la absorbancia para el polímero aumenta hasta alcanzar una estabilidad al final de la inyección de un valor de 712.5 ppm a los 5.7 volúmenes porosos inyectados .mientras que para el trazador se alcanzó la estabilidad a un valor de volúmenes porosos inyectados mucho menor, el cual fue de 3.3 VP con una concentración de 30.89 ppm, esto es un indicio claro de la adsorción del polímero en el medio poroso ya que este

retraso en la estabilización del polímero va a ser útil para calcular la medida de adsorción dinámica del polímero.

En la tabla 19 se muestran los valores de absorbancia y concentración para el bache inicial de salmuera donde se puede observar que al cambiarse el fluido de inyección el valor de concentración de polímero empezara a caer hasta llegar a un valor de concentración estable del orden de 106.7 ppm mientras que el valor de absorbancia del trazador es cero debido a que el agua inyectada no posee trazador, es importante aclarar que el valor de concentración no es cero debido a la curva de calibración usada para generar las mediciones.

Tabla 18.

Primer Bache de polímero + trazador

Volúmenes Porosos	Polímero		Trazador	
	Absorbancia	Concentración (ppm)	Lectura Absorbancia	Concentración (ppm)
0.0	0.00	0.000	0.00	0.000
0.3	18.91	94.55	0.005	0.977
0.6	19.37	96.85	0.007	1.287
0.9	19.53	97.65	0.011	1.907
1.2	19.71	98.55	0.013	2.217
1.5	19.75	98.75	0.018	2.992
1.8	19.77	98.85	0.024	3.922
2.1	19.83	99.15	0.035	5.628
2.4	20.10	100.50	0.057	9.039
2.7	20.12	100.60	0.121	18.96
3.0	20.50	102.50	0.176	27.48
3.3	27.07	135.35	0.198	30.89
3.6	63.51	317.55	0.196	30.58
3.9	92.03	460.15	0.194	30.27
4.2	107.40	537.00	0.195	30.43
4.5	120.11	600.55	0.193	30.12
4.8	125.24	626.20	0.195	30.43
5.1	135.06	675.30	0.195	30.43
5.4	140.50	702.50	0.195	30.43
5.7	142.50	712.50	0.195	30.43

En la tabla 20 se muestra los datos de absorbancia y concentración del segundo bache de inyección de la mezcla polímero+ trazador en donde al inicio de inyección la concentración de polímero empieza a aumentar hasta alcanzar una estabilidad a los 15.9 volúmenes porosos inyectados con un valor de 704.8 ppm, mientras que la concentración de trazador alcanzo la estabilidad más rápido a un valor de 14.7 VP inyectados. Es importante resaltar que en el segundo bache de inyección la estabilidad en concentración del polímero se alcanzó más temprano que en el primer bache lo que indica un volumen poroso inaccesible para el polímero

Tabla 19.

Inyección bache de agua

Volúmenes Porosos	Polímero		Trazador	
	Absorbancia	Concentración (ppm)	Lectura Absorbancia	Concentración (ppm)
6	143.5	717.5	0.176	27.48
6.3	144.1	720.5	0.018	2.99
6.6	140.73	703.65	0.005	0.97
6.9	130.06	650.3	0	0.20
7.2	92.63	463.15	0	0.20
7.5	58.82	294.1	0	0.20
7.8	42.9	214.5	0	0.20
8.1	34.91	174.55	0	0.20
8.4	25.14	125.7	0	0.20
8.7	25.14	125.7	0	0.20
9	23.39	116.95	0	0.20
9.3	23.07	115.35	0	0.20
9.6	22.11	110.55	0	0.20
9.9	21.52	107.6	0	0.20
10.2	21.36	106.6	0	0.20
10.5	21.34	106.7	0	0.20
10.8	20.23	106.75	0	0.20
11.1	20.2	106.7	0	0.20

Tabla 20.

Segundo Bache de polímero+ trazador

Volúmenes Porosos	Polímero		Trazador	
	Absorbancia	Concentración (ppm)	Lectura Absorbancia	Concentración (ppm)
11.4	20.17	100.85	0	0
11.7	19.09	95.45	0.005	0.97
12	18.99	94.95	0.007	1.28
12.3	18.98	94.9	0.011	1.90
12.6	18.94	94.7	0.013	2.21
12.9	24.25	121.25	0.018	2.99
13.2	50.47	252.35	0.024	3.92
13.5	78.25	391.25	0.035	5.62
13.8	96.82	484.1	0.057	9.03
14.1	107.66	538.3	0.121	18.96
14.4	112.13	560.65	0.176	27.48
14.7	116.53	582.65	0.198	30.89
15	132.51	662.55	0.196	30.58
15.3	137.88	689.4	0.194	30.27
15.6	139.04	695.2	0.195	30.43
15.9	140.97	704.85	0.193	30.12
16.2	141.21	706.05	0.195	30.43
16.5	141.56	707.8	0.195	30.43
16.8	141.9	709.5	0.195	30.43
17.1	141.9	709.5	0.195	30.43

Una vez finalizado la prueba se pueden generar las diferentes gráficas para poder calcular los valores de adsorción dinámica y volumen poroso inaccesible. La figura 27 muestra la curva de concentración de polímero versus volúmenes porosos inyectados, en donde se pueden apreciar diferentes zonas.

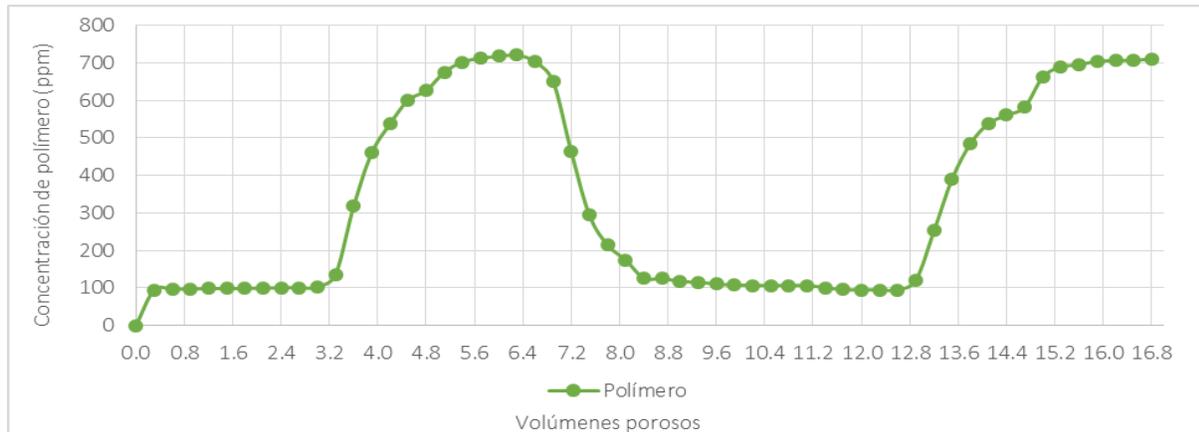


Figura 27. Concentración de polímero vs Volúmenes porosos inyectados

Una primera zona entre los cero y los tres volúmenes porosos inyectados donde se evidencia un aumento en la concentración del orden de 100 ppm debido a que parte del polímero se mezcla con el agua que se encuentra tanto en las líneas como en la muestra formando una dilución de baja concentración, a medida que avanzan los VP inyectados se evidencia otra zona comprendida entre los 3.2 a los 5 VP inyectados donde la concentración de polímero aumenta ya que el bache avanza por la muestra, hasta alcanzar una tercera zona en la cual se evidencia la estabilidad de concentración en el orden de los 5.7 VP inyectados; sin embargo para una mejor visualización de esta zona hizo falta aumentar los volúmenes porosos inyectados ya que debido a la baja permeabilidad de la muestra el retraso en la estabilización por parte del frente fue significativa. Al cambiar al bache de salmuera, se muestra un descenso marcado de la concentración alcanzando una concentración de 100 ppm aproximadamente, para finalmente una vez se cambia el fluido por el segundo bache de polímero la concentración empieza a aumentar hasta alcanzar una estabilidad igual a la del primer bache a los 16 VP inyectados.

El comportamiento de la concentración del trazador versus los volumen poroso inyectados se muestra en la figura 28 en donde se puede evidenciar un aumento de la concentración a medida

que aumenta los VP, sin embargo para este caso la estabilización de la concentración se alcanza a un valor mucho menor que el polímero, lo que muestra un retraso por parte del polímero; al cambiar de fluido se produce un descenso en la concentración hasta alcanzar un valor de cero y finalmente cuando se inyecta el segundo bache de polímero la concentración aumenta paulatinamente alcanzando un nivel de estabilidad un poco antes que el bache del polímero.

En la figura 29 se muestra la superposición de la concentración normalizada tanto del polímero como del trazador versus los volúmenes porosos, en la primera parte se evidencia el retraso en la estabilidad del polímero, lo que muestra que efectivamente el polímero se está adsorbiendo en la roca, para el segundo bache se muestra que el polímero alcanza una estabilidad un poco más temprana que la del trazador ya que este demora un poco más debido a que este si pasa por todo el medio poroso.

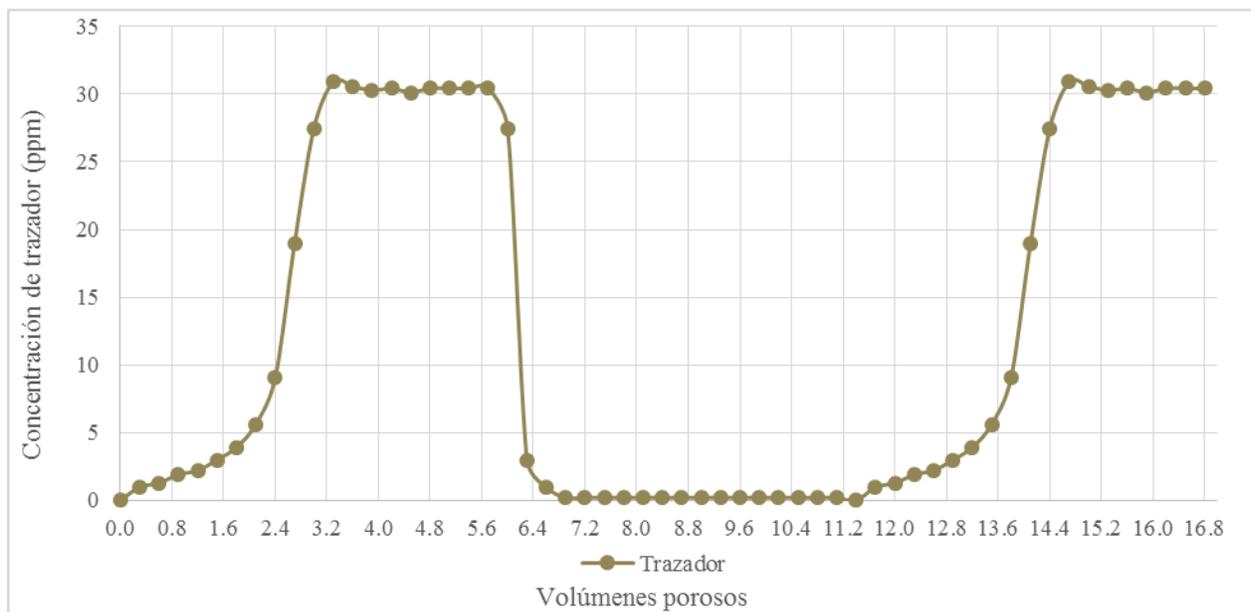


Figura 28. Concentración de trazador vs VP inyectados

Para analizar mejor el comportamiento de los baches y calcular el valor de adsorción y volumen poroso inaccesible (VPI) se realizó la figura 30 en la cual se muestra los dos baches de polímero + trazador inyectados.

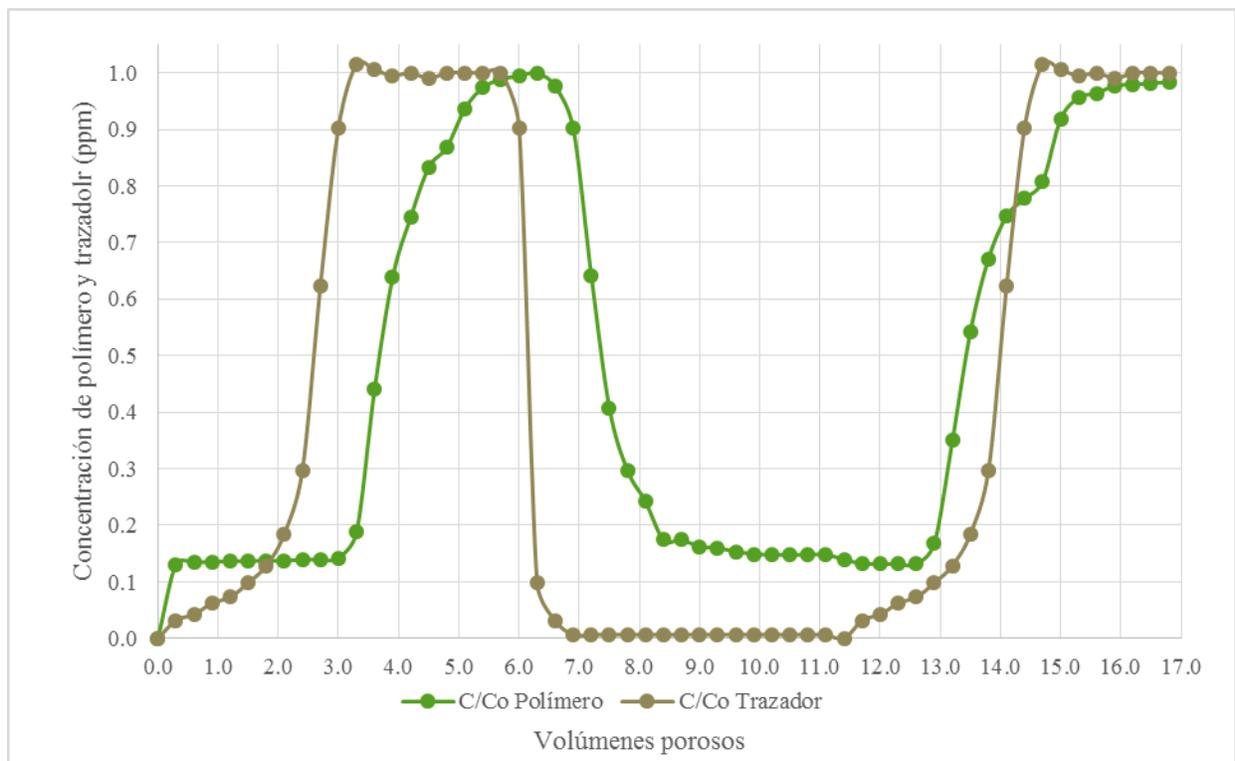


Figura 29. Concentración normalizada de polímero y trazador

La primera irrupción para el primer bache inyectado es la del trazador, el retraso observado en el primer frente del polímero respecto a la del trazador se interpreta en términos de adsorción la cual es irreversible. La irrupción temprana del segundo frente de inyección es la del polímero comparado con el frente del trazador, esto se atribuye al efecto de depleción de la capa (Zaitoun & Kohler, 1987). El retraso en la irrupción del segundo frente de trazador en comparación con el primero mide el volumen poroso que se hace inaccesible a la salmuera después de la adsorción

del polímero, esto es la suma del volumen de poro inaccesible y del volumen de la capa de adsorción.

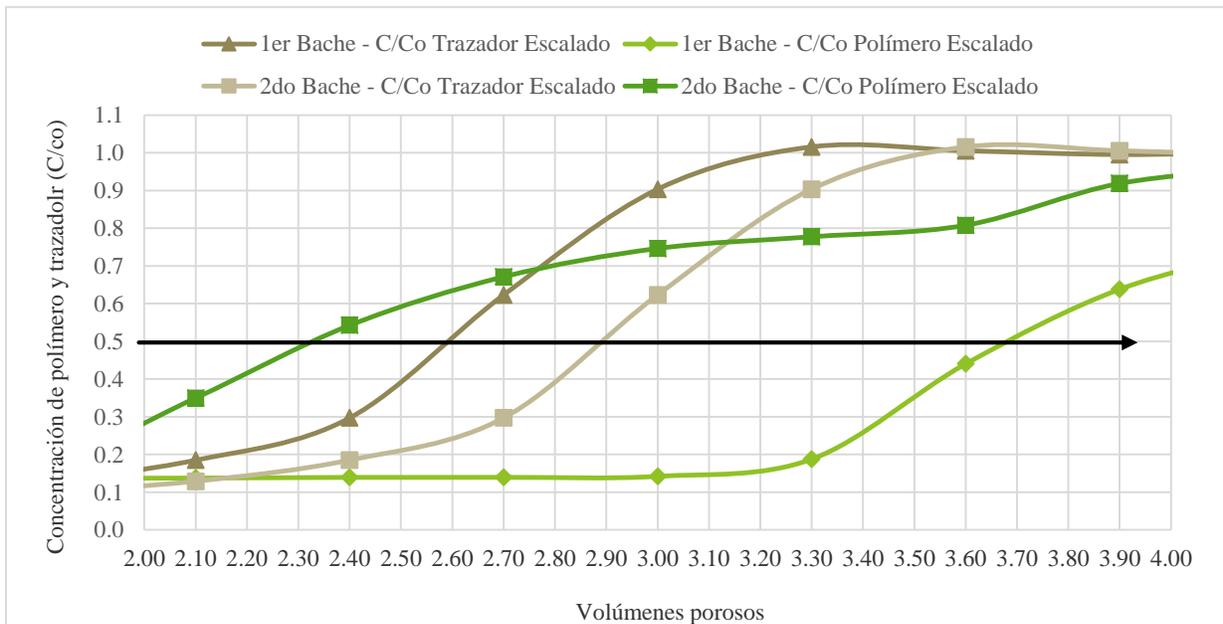


Figura 30. Primer y segundo bache normalizados

Para calcular numéricamente el valor del volumen poroso inaccesible (VPI) y la adsorción se debe observar la irrupción del primer y segundo frente tanto de polímero como de trazador esto se considera cuando la concentración es igual al 50%. Este valor esta dado en términos de VP.

Para este caso la irrupción del primer frente del polímero es de 3.68 vp, la del primer frente de trazador es de 2.59 VP, la del segundo frente de polímero es de 2.32 VP y la del segundo frente de trazador es de 2.88 VP.

Para calcular el valor de adsorción del polímero se debe restar el primer frente de polímero menos el segundo frente del polímero a una concentración del 50%. (Zaitoun & Kohler, 1987).

$$\text{Adsorción} = 1 \text{ frente de polimero} - 2 \text{ frente del polimero}$$

$$\text{Adsorción} = 3.68 - 2.32 = 1.36 \text{ VP}$$

$$\text{Adsorción} = 721.10 \frac{\text{mg}}{\text{L}} * 1.36 \text{ VP} = 980.7 \frac{\text{mg}}{\text{L}} \text{ VP}$$

Las unidades de mg/L Vp, no son muy usadas para reportar el valor de adsorción, las unidades más comunes corresponde a lb/acre-ft o a unidades de μg polímero/ gr de roca. Para este caso se midió la densidad de la roca la cual fue de 2.144 g/cm³ y un valor de porosidad medido de 0.189, dando así un valor de 106.8 μg polímero/gr roca el cual es un valor entre medio a alto dado en parte por la baja permeabilidad de la muestra, lo que hace evidenciar que para un polímero con un peso molecular mayor, este nivel será mucho más alto.

Para el cálculo del VPI se deben promediar los valores de la resta entre la irrupción del segundo frente del trazador menos el segundo frente del polímero (2FT-2FP) con la resta entre la irrupción del primer frente del trazador menos la segunda del polímero (1T-2P)

$$\text{VPI} = \frac{\sum(2\text{FT} - 2\text{FP}) + (1\text{FT} - 2\text{FP})}{2} = \frac{(2.88 - 3.32) + (2.59 - 2.32)}{2} = 0.42 \text{ VP}$$

El valor de VPI fue de 0.42 VP el cual alto esto se debe a que la adsorción del polímero en la roca fue más alta de lo esperado debido a la permeabilidad tan baja de la roca

En la tabla 21 se muestra un resumen de los valores calculados:

Tabla 21.

Valor de adsorción e VPI

Adsorción	980.7 Mg/L VP	504.1 Lb/acre-ft	106.8 μg polímero/gr roca
IPV	197.7 Mg/L VP	100 Lb/acre-ft	0.42 VP promedio.

2.2.5.4 Prueba de adsorción dinámica flopaam 3430s. En la tabla 22 se muestran los parámetros que se tomaron al momento de realizar la segunda prueba de adsorción, para la cual la toma de efluentes se realizó cada 0.3 Vp garantizando una cantidad de muestra de 4.89 cc ya que se debe tener muestra suficiente para realizar la medición del polímero y del trazador.

Tabla 22. Parámetros de la prueba adsorción Floppan 3430s

Volumen poroso de la muestra	16.32 cc
Toma de efluentes	0.3 Vp
Volumen de muestra a recolectar	4.896 cc
Tiempo por muestra	73.07 min
Tasa de inyección	0.067 cc/min

Las concentraciones teóricas y reales del polímero y del trazador usados en la prueba se muestran en la tabla 23.

Tabla 23.

Concentraciones teóricas y reales del polímero flopaan 3430s y trazador

Polímero: Flopaan 3430s	
Concentración teórica de polímero inyectada	1000.0 ppm
Concentración real de polímero inyectada	870 ppm
Trazador: KSCN	
Concentración teórica de trazador inyectada	30.0 ppm
Concentración real de trazador inyectada	30.430 ppm

El siguiente es el protocolo de inyección que se llevó a cabo durante la prueba:

- Inyección de un bache de 4.8 VP de (Polímero Flopaan 3430s + trazador KSCN)
- Inyección de un bache de 5.4 VP de salmuera
- Inyección de un segundo bache final de 6.3 VP (Polímero Flopaan 3430s + trazador KSCN)

En la tabla 24 se muestra un resumen del primer bache de la mezcla polímero flopaan 3430s +trazador inyectado. Donde se muestran los volúmenes porosos inyectados, el valor de absorbancia, el factor de dilución y finalmente la concentración hallada para el polímero.

Transcurridos alrededor de 3.3 volúmenes porosos de polímero, la concentración era muy baja por lo que la adsorción en este caso fue excesiva, transcurridos los 4.8 volúmenes porosos de polímero, no se alcanzó una estabilización en la concentración del polímero

Tabla 24.

Primer Bache de polímero

Volúmenes Porosos	Polímero 3430s		
	Absorbancia	Factor de dilución	Concentración (ppm)
0.0	0.00	5	0.000
0.3	8.1	5	40.5
0.6	8.14	5	40.7
0.9	8.34	5	41.7
1.2	8.46	5	42.3
1.5	8.67	5	43.35
1.8	8.46	5	42.3
2.1	8.34	5	41.7
2.4	8.76	5	43.8
2.7	8.59	5	42.95
3.0	8.78	5	43.9
3.3	8.86	5	44.3
3.6	9.28	5	46.4

3.9	9.8	5	49
4.2	10.64	5	53.2
4.5	10.79	5	53.95
4.8	11.03	5	55.15

Para determinar cuánto era la pérdida de polímero en el medio poroso se realizó un balance de materia al cabo de los 4.8 Vp inyectados donde se determinó la cantidad en mg de polímero inyectado a este tiempo el cual fue de 90.04 mg de polímero, y se comparó con la cantidad de polímero producido en los efluentes el cual fue de 4.08 mg de polímero, para determinar la cantidad de polímero retenido en la roca la cual fue de 85.96.78 mg.

Se realizó el cálculo de la retención del polímero en las unidades del cual fue de $461.13 \frac{\mu g \text{ polimero}}{gr \text{ de roca}}$.

Este valor es muy alto, esto debido a la baja permeabilidad de la muestra ya que gran parte del polímero fue retenido mecánicamente debido al tamaño de las moléculas del polímero causado por su peso molecular ya que este es de 10-12 MDa, para verificar esto se analizó el comportamiento del diferencial de presión para esta prueba el cual se muestra en la figura 31 en este se evidencia claramente como aumenta el diferencial de presión a medida que transcurre la inyección pasando de un diferencia de cero a casi 138 psi lo que indica un claro taponamiento del medio poroso por parte de las moléculas del polímero.

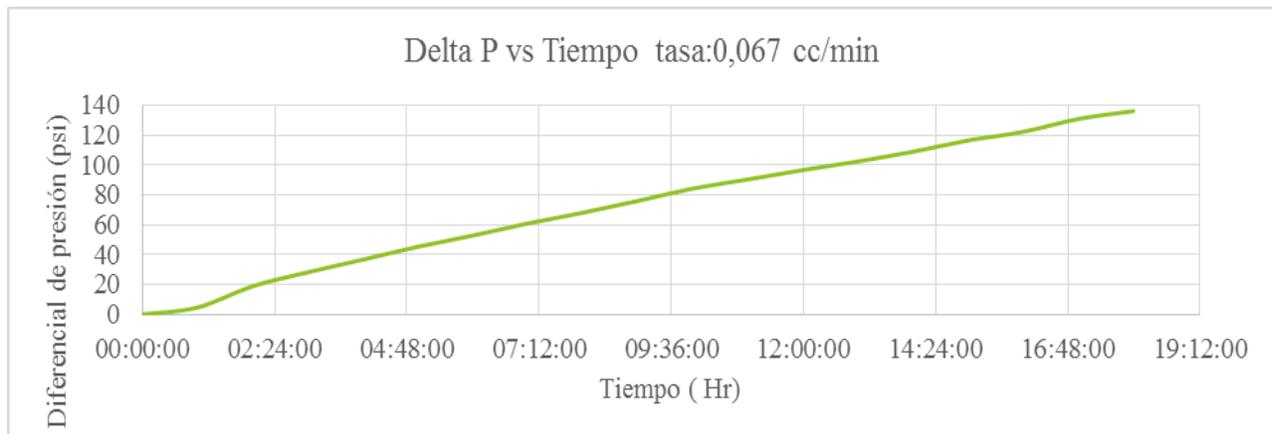


Figura 31. Diferencial de presión vs tiempo prueba de adsorción flopaan 3430s

Debido a que este tipo de prueba tiene un costo considerable, y los resultados obtenidos eran concluyentes se decidió dar por finalizado este experimento. Dado que el valor de retención del polímero flopaam 3430s fue tal alto este fue descartado para realizar la prueba de desplazamiento con el uso del tomógrafo. Para los dos diferentes polímeros analizados se tuvo que el polímero con mayor peso molecular presento una mayor retención pero esta fue asociada al fenómeno de retención mecánica más que por el fenómeno de adsorción, por esto se concluyó que para un mayor peso molecular la retención del polímero es mayor, manteniendo las condiciones de permeabilidad de la muestra iguales. Por lo cual el polímero flopaam 3230s fue el polímero elegido para la realización del desplazamiento integrando la técnica no intrusiva de tomografía computarizada. Una vez definido el tipo de polímero, su concentración y el valor de adsorción obtenido para una muestra con una permeabilidad de 170 mD, se calcularon los valores de R_f y R_{rf} para finalmente proceder a realizar la prueba de desplazamiento con el uso del tomógrafo.

2.2.6 Determinación del factor de resistencia y factor de resistencia residual. Para la prueba para la medición del factor de resistencia (R_f) y factor de resistencia residual (R_{rf}) se siguió la

metodología mostrada en la norma API RP 63, para cada una de las muestras de berea. Para la berea BN-TC-GRM-2 se inyectó el polímero flopaan 3230s de bajo peso molecular (5-8 MDa), a 4 diferentes tasas de flujo las cuales están en el rango descrito en la norma el cual es menor a 1 ft/día. Mientras que para la muestra BN-TC-GRM-5 se inyectó el polímero flopaan 3430s de peso molecular intermedio (8-12 MDa) a 5 diferentes tasas de flujo. La determinación de Rf Y Rrf se realizó para tres diferentes concentraciones. En la tabla se muestra el diseño de experimento realizado.

Tabla 25.

Diseño experimental realizado para la determinación del Rf y Rrf

Peso Molecular (MDa)	Tasa de inyección (cc/min)					Concentración del polímero (ppm)		
	0.067	0.167	0.25	0.5	1	1000 ppm	1500 ppm	2000 ppm
Medio (8-12)	x	x	x	x		x	x	x
Bajo (5-8)	x	x	x	x	x	x	x	x

Para calcular el factor de resistencia (Rf) se usó la ecuación 3 la cual lo define como la relación entre el diferencial de presión del polímero y el diferencial de presión del agua, asimismo se calculó el factor de resistencia residual (Rrf) mediante la ecuación 4 la cual lo expresa como la relación entre el diferencial de presión del agua una vez se ha inyectado polímero y el diferencial de presión del agua antes de la inyección del polímero.

Debido a que el diferencial de presión debía ser estable y este se realizó para 4 tasas de flujo en la primera muestra y 5 tasas en la segunda muestra, además de 3 concentraciones diferentes

las mediciones consumieron un gran tiempo es por esta razón que la determinación de estos factores requirió una gran cantidad de horas de uso del equipo de Coreflooding.

La metodología usada para cada muestra constaba de una inyección de agua inicial donde se registraba el diferencial de presión estable para cada tasa de flujo, a continuación se inyectaba la solución polimérica comenzando con la de menor concentración, se registraba el respectivo diferencial de presión para cada tasa, a continuación se volvía a inyectar agua y se repetía el procedimiento de inyección para cada concentración de polímero, siempre alternando esta inyección con la inyección de agua.

A continuación se muestran los diferenciales de presión estables alcanzados en cada tasa de flujo para cada etapa de inyección tanto de agua como de polímero para la muestra BN-TC-GRM-2 y la muestra BN-TC-GRM-5

Tabla 26. Diferenciales de presión para etapas de inyección en la prueba de Rf y Rrf

Muestra	Tasa (cc/min)	Δp (psi) Iny agua (1)	Δp (psi) Poli 1000 ppm	Δp (psi) Iny agua (2)	Δp (psi) Poli 1500 ppm	Δp (psi) Iny agua (3)	Δp (psi) Poli 2000 ppm	Δp (psi) Iny agua (4)
BN-TC-GRM-2	0.067	1.499	12.74	2.625	13.5	8.06	30.53	25.9
	0.167	3.221	16.5	5.281	22.69	11.68	47.49	42.43
	0.25	4.405	22.82	6.34	31.81	13.96	57.69	23.38
	0.5	7.238	46.49	17.54	55.06	29.24	87.33	38.01
BN-TC-GRM-5	0.067	2.31	144.88	10.28	34.9	6.67	16.14	4.17
	0.167	5.164	167.29	22.68	70.54	13.86	41.97	8.29
	0.25	5.722	181.51	33.97	100.45	20.4	63.54	12.24
	0.5	11.9	205.64	64.94	162.59	42.1	132.73	26.28
	1	23.6	243.17	113.76	236.89	79.34	224.08	48.67

En la tabla 26 se evidencia que una vez la solución polimérica entro en contacto con la primera muestra BN-TC-GRM-2 el diferencial de presión aumento, pasando de un diferencial de 1.49 psi con agua a 12.74 psi con el polímero, dado que este se estaba adsorbiendo en el medio poroso, sin embargo para el caso de la muestra BN-TC-GRM-5 el diferencial de presión aumento, pasando de un diferencial de 2.3 psi con agua a 144.88 psi con el polímero, debido a que aparte de la adsorción se presentó una retención mecánica muy alta taponando el medio poroso aumentando así el diferencial de presión, esto se presentó ya que el peso molecular superaba el límite de la permeabilidad recomendada según los estudios de (Wang et al., 2006).

También se muestra que a medida que se aumenta la tasa de inyección y la concentración del polímero los diferenciales aumentan así como los respectivos diferenciales de la inyección de agua posteriores a la inyección de polímero. Se calculó la permeabilidad para la etapa inicial de inyección de agua, la permeabilidad en la inyección de polímero a 1000 ppm y finalmente en la etapa siguiente de inyección de agua, y se evidencio una disminución de la permeabilidad relativa del agua lo que concuerda con las investigaciones de (White, Goddard, & Phillips, 1973) Finalmente se muestran los valores de Rf y Rrf calculados. El indicativo 1, 1.5 y 2 mostrado en la tabla hace referencia a la concentración a la cual fue calculado, en su caso 1000, 1500 y 2000 ppm respectivamente.

Tabla 27. Valores de Rf y Rrf calculados

Muestra	Tasa (cc/min)	Rf (1)	Rrf (1)	Rf (1.5)	Rrf (1.5)	Rf (2)	Rrf (2)
BN-TC-GRM-2	0.067	8.499	1.751	5.143	3.070	3.788	3.213
	0.167	5.123	1.640	4.297	2.212	4.066	3.633
	0.25	5.180	1.439	5.017	2.202	4.133	1.675
	0.5	6.423	2.423	5.308	1.667	5.12	1.300
BN-TC-	0.067	62.719	4.450	3.395	0.649	2.420	0.625

GRM-5	0.167	32.395	4.392	3.110	0.611	3.028	0.598
	0.25	31.721	5.937	2.957	0.601	3.115	0.600
	0.5	17.281	5.457	2.504	0.648	3.153	0.624
	1	10.304	4.820	2.082	0.697	2.824	0.613

Los valores de Rf fueron menores a 10 a excepción del caso de inyección del polímero de peso molecular intermedio donde se presentó un Rf de 62 lo que demuestra una alta retención del polímero en el medio, sin embargo después de la inyección de agua, se calculó el Rf para una concentración mayor y ese valor fue menor, esto se explica ya que el agua barrió gran parte del polímero que estaba siendo retenido mecánicamente y un valor de Rf normal pudo ser calculado. A excepción de la etapa de inyección donde se presentó una retención excesiva se tiene que la muestra con una mayor permeabilidad BN-TC-GRM-5 presento menores Rf, lo que es acorde con lo planteado por (Pang, 1998).

En la figura 32 se muestra el comportamiento del Rf para el polímero de bajo peso molecular en donde al aumentar la tasa de inyección inicialmente el Rf cae sin embargo este vuelve a subir presentando el mismo comportamiento mostrado en la figura 2.

También se aprecia que los valores de Rf no dependen de la concentración, lo que está en concordancia con lo expresado por (Sheng, 2011) en donde esta solo depende a valores de concentración menor a 200 ppm. Según los datos obtenidos se tiene que el Frf es siempre menor que el Rf es decir ($F_{rf} \leq Fr$). Esta condición concuerda con lo planteado por (Gogarty, 1967).

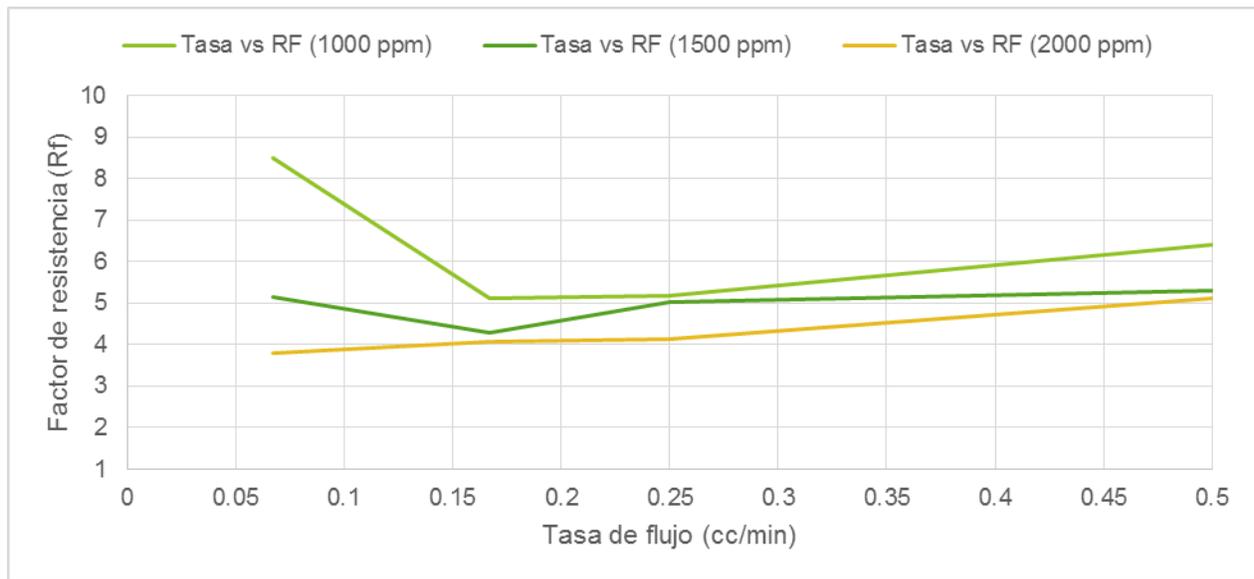


Figura 32. Rf vs Tasa de inyección a diferentes concentraciones

3. Pruebas de desplazamiento con polímero mediante la aplicación de tomografía computarizada

La tomografía computarizada es una técnica que busca generar imágenes de cortes axiales a un objeto. El procedimiento consiste en una serie de mediciones de atenuaciones de haces de rayos-X que son producidos por una fuente que rota alrededor del objeto de interés. El tipo de información que ofrece dicha técnica resulta especialmente útil en la industria de los hidrocarburos para caracterizar estructuras de rocas y distribuciones de fluidos en espacios porosos.

La observación de estas distribuciones resulta valioso en procesos de recobro como la inyección de polímero, para evidenciar mejoras en los problemas presentados por la inyección de agua como un pobre barrido volumétrico de hidrocarburos debido a los frentes de avance poco estables.

3.1 Principio Físico Tomografía Computarizada

Es una técnica no destructiva que permite la visualización interna de los cuerpos por medio de la recepción de Rayos X atenuados. Dado que por métodos convencionales no es posible visualizar la estructura interior de los cuerpos rocosos, la tomografía computarizada (TC) se convierte en una técnica de gran interés para la caracterización de núcleos y plugs.

El equipo consiste en una base fija sobre la cual se ubica la muestra a evaluar, mientras que en las paredes del aparato se ubican una serie de fuentes, y frente a estas un conjunto de detectores que girarán alrededor de la muestra incidiendo Rayos X sobre la misma. Los detectores son los encargados de captar la señal atenuada luego de haber incidido en la muestra. El procesamiento y análisis de estos rayos atenuados son llevados a cabo por un software, el cual por medio de algoritmos y códigos genera una imagen en 3D de la muestra, brindando la posibilidad de visualizarla internamente.

La tomografía computarizada realiza una serie de cortes axiales a lo largo de la muestra, produciendo así una serie de planos que superpuestos dan lugar a la imagen en 3D. Esta reconstrucción puede resumirse en una serie de barridos estrechamente espaciados para obtener cortes virtuales de alta resolución. Cada corte se encuentra dividido en pequeñas unidades tridimensionales llamadas vóxeles como se ilustra en la figura 33

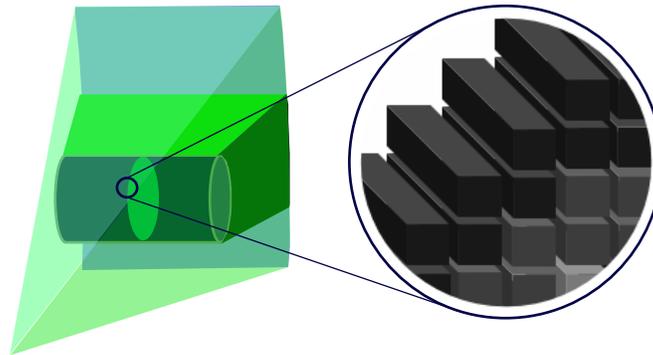


Figura 33. Representación gráfica de vóxeles

Teniendo en cuenta que con las mejores resoluciones espaciales de los escáneres médicos más modernos se pueden obtener vóxeles de dimensiones 0.3x0.3x0.3 mm, la red poral dentro de muestras de roca no es visible. Los valores de pixel que se le asigna a una imagen están determinados por la Ley de Beer – Lambert, la cual establece la relación existente entre la intensidad del haz inicial I_0 , el coeficiente de atenuación lineal de la muestra μ , el espesor del material x , y la intensidad del haz percibido $I(x)$. La igualdad es mostrada en la siguiente ecuación (11)

$$\frac{I}{I_0} = \text{Exp}\left(\frac{\mu}{\rho}\right) \rho x = \exp(-\mu x) \quad 11$$

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 , μ/ρ es el coeficiente de atenuación de masa, ρ es la densidad electrón. μ Depende de la densidad electrón y el número atómico (Z) como se puede ver en la ecuación 12, donde α y β son valores constantes.(Wellington & Vinegar, 1987).Sin embargo, si la energía aplicada es superior a 100 kV, μ dependerá principalmente de la densidad electrón relacionada con la densidad bulk. 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 13, en esta escala el agua tiene valor de cero y el aire de -1000. (Bataweel, Nasr-el-din, & Schechter, 2011).

$$CT = \frac{\mu - \mu_w}{\mu_{air}} \quad 13$$

Por lo tanto al analizar las ecuaciones (12) y (13) se puede concluir que existe una relación lineal entre el número CT y la densidad aparente como se demuestra en la ecuación 14.

$$\rho_b = aCT + b \quad 14$$

Para obtener las constantes de la anterior ecuación (a and b), es necesario escanear diferentes materiales con densidades conocidas. Estos son escaneados y los números CT promedio obtenidos de cada material son graficado versus su densidad para obtener una correlación lineal y poder con esta información convertir lo valores de número CT obtenidos después de cada escaneo a valores de densidad.

La tomografía computarizada es usada la para 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 cada proceso, mediante el análisis y desarrollo de las siguiente ecuaciones (15-18). Al escanear el medio poroso completamente saturado con aire y salmuera y en cada etapa durante el proceso de saturación con aceite. $CT_{dry\ scan}$, $CT_{brine\ scan}$, $CT_{oil\ scan}$ son obtenidos y convertidos a valores de densidad aparente con la correlación creada

$$\rho_{b_dry\ scan} = (1 - \emptyset)\rho_{b_r} + \emptyset\rho_{b_a} \quad 15$$

$$\rho_{b_brine\ scan} = (1 - \emptyset)\rho_{b_r} + \emptyset\rho_{b_w} \quad 16$$

$$\rho_{b_oil\ scan} = (1 - \emptyset)\rho_{b_r} + \emptyset(\rho_{b_w}S_w + \rho_{b_o}S_o) \quad 17$$

$$S_w + S_o = 1 \quad 18$$

Con la densidad aparente en cada *slice* del medio saturado con aire y la ecuación 15 se determina la distribución de porosidad al aire en el medio poroso. Para obtener el mapa de porosidades al agua se necesita contar con las densidades aparente para cada *slice* del medio completamente saturado con salmuera y el desarrollo de la ecuación 16. La distribución de saturaciones se puede determinar resolviendo la ecuación 17 y 18, asumiendo que la saturación de agua irreducible es constante después de cada fase del proceso de saturación.

3.2 Software De Visualización

Una vez se ha aplicado la producción de rayo x sobre la muestra y se adquirido los datos compilados del número CT, esta data puede llevarse a un ambiente de visualización donde un software especializado procesa y analiza esta data para someterla a un análisis detallado.

Dicho software puede brindar diferentes elementos de análisis como distribución de densidades respecto a la longitud de la muestra, valores promedio de numero CT por cada slice o una reconstrucción en 3D de las imágenes obtenidas.

3.2.1 Image J¹⁰ Es un programa de tratamiento digital de imágenes, es un software en lenguaje java de libre acceso. ImageJ proporciona una gran cantidad de herramientas que permite la edición, análisis y procesados de diferentes tipos de imágenes en diferentes tipos de formatos, este software permite convertir las imágenes de un formato a otro, permite hacer ajustes sobre el brillo y contraste, facilita la inspección detallada de las propiedades de la imagen, además brinda una amplia herramienta en cuanto al procesado de imágenes, ya que provee diferentes filtros espaciales, filtros de detección de bordes, filtros suavizantes, filtros de color, entre otros.

ImageJ contiene un menú específico para realizar diferentes operaciones matemáticas y lógicas con los pixeles de las imágenes en nuestro caso, con los coeficientes de atenuación obtenidos a partir de la CT. Este programa también brinda herramientas para analizar imágenes en conjunto, es decir, da la posibilidad de analizar más de una imagen simultáneamente.

ImageJ permite hacer un análisis detallado de las imágenes permitiendo hacer un gran número de medidas sobre estas como: ROI, histogramas, perfiles, medidas de área, desviación estándar, máximos y mínimos. Ver figura 34 Este software permitirá un análisis detallado de las imágenes obtenidas con CT facilitando la conversión de estos a términos de densidad, gracias a la herramienta de procesamiento matemático.

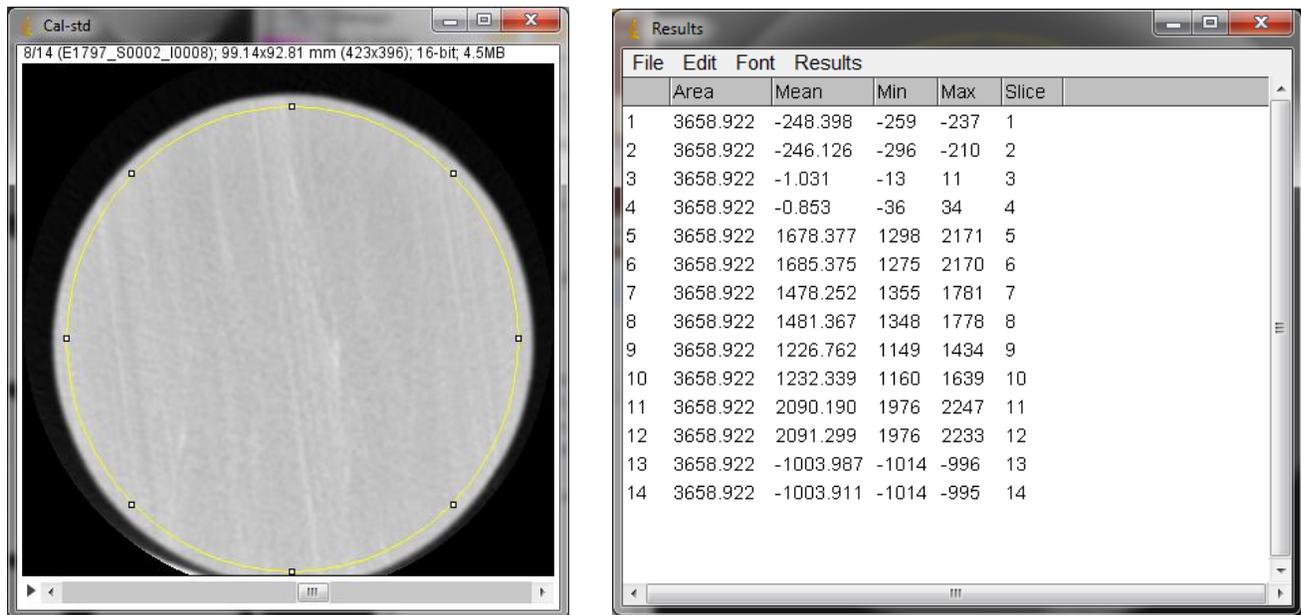


Figura 34. Medidas obtenidas por el Image J

3.3 Evaluación experimental interacción dopante-solución polimérica

En la preparación de los fluidos a inyectar, fue necesario determinar qué fase ya fuese la oleica o la acuosa era la adecuada para dopar; esto para asegurar un contraste entre las fases como ya se explicó en la sección 5.1, la tomografía computarizada se basa en la atenuación de los rayos x la cual es dependiente del tipo de material.

Los fluidos como el agua y el aceite liviano poseen número CT similares por lo cual una diferenciación por naturaleza entre ellos no es posible. Para esto se usa un dopante que son compuestos que aumentan la atenuación del fluido estos son generalmente compuestos yodados.

Los dopantes deben ser, además, afines al fluido a dopar. En la industria petrolera se ha adoptado el yodo decano para la fase oleica y el yoduro de sodio para la fase acuosa, porque adicionalmente interactúa con la roca de manera similar al cloruro de sodio, sal naturalmente

presente en agua de formación (Withjack, 1988). Ahora, como el uso de dopantes logra solo aumentar la atenuación del fluido, es claro que conseguir cierto contraste agua-aceite es más sencillo dopando la fase desplazante ya que se logra a menores concentraciones.

Por esto se decidió dopar la fase acuosa, sin embargo la solución polimérica también debía ser preparada usando esta agua dopada, surgiendo así la necesidad de determinar cómo era la interacción del dopante con las diferentes soluciones poliméricas para las concentraciones de polímero a usar.

3.3.1 Diseño experimental. La salmuera a usar inicialmente consistía en la salmuera del campo colombiano en estudio, su composición se muestra en la tabla 28.

Se reemplazó la sal (NaCl) por el yoduro de sodio (NaI) y se planteó evaluar el efecto que tenía sobre la viscosidad de la solución polimérica este reemplazo por lo que se prepararon diferentes salmueras tanto con (NaCl) como con (NaI) a diferentes concentraciones para dos diferentes polímeros a diferentes concentraciones como se muestra en la tabla 29.

Tabla 28.

Composición salmuera inicial

Sales	Cantidad en gr/L
NaCl	6.4
CaCl ₂ 2H ₂ O	1.39
MgCl ₂ 6H ₂ O	0.43
KCl	0.36

La salmuera fue preparada con 10000 ppm de NaI esto debido a que con esta concentración el contraste entre las dos fases se define aún mejor.

Tabla 29.

Diseño experimental planteado

Tipo de polímero	Salmuera NaCl 7600 ppm			Salmuera NaI 7600 ppm			Salmuera: NaI 10600 ppm		
	Concentración			Concentración			Concentración		
	1000 ppm	1500 ppm	2000 ppm	1000 ppm	1500 ppm	2000 ppm	1000 ppm	1500 ppm	2000 ppm
3230s	x	x	x	x	x	x	x	x	x
3430s	x	x	x	x	x	x	x	x	x

3.3.2 Procedimiento. Antes de iniciar la preparación de la solución polimérica se midió el porcentaje de humedad de los dos polímeros los cuales se muestran en la tabla 30. Este cálculo del porcentaje de humedad se debe realizar antes de la preparación de la solución polimérica debido a que este valor según el tiempo de exposición al ambiente

Tabla 30.

Porcentaje de humedad de los polímeros

Compañía	Nombre	% humedad
SNF	3230 s	5.491
SNF	3430 s	5.839

Se preparó una solución madre de 5000 ppm para cada tipo de polímero con cada una de las salmueras a usar y se hicieron las respectivas diluciones para un total de 12 diluciones. Esto se recomienda según la norma API RP63. En la figura 35 se muestran las diferentes diluciones.



Figura 35. Soluciones poliméricas diluidas

Las mediciones de viscosidad se llevaron a cabo con el viscosímetro cannon fenske debido a que este equipo tiene una buena precisión para líquidos claros (Mitchell et al., 2014). El equipo se muestra en la figura 37, el tamaño del capilar usado fue de 100 el cual era el adecuado para manejar este rango de viscosidades, este se muestra en la figura 36.

Para las mediciones de viscosidad es necesario previamente realizar la medición con el líquido de referencia, esto para obtener las constantes tanto del bulbo inferior como del bulbo superior para el tubo capilar de tamaño 100. Estas mediciones se realizaron a temperatura ambiente. Ver tabla 31.

Tabla 31.

Constantes del bulbo inferior y superior

Fluido	Tamaño del tubo	del	t1 (s)	t2 (s)	Constante inferior (CL)	Constante superior (CU)
Líquido de referencia	100		261.73	655.38	0.0152791	0.0061018

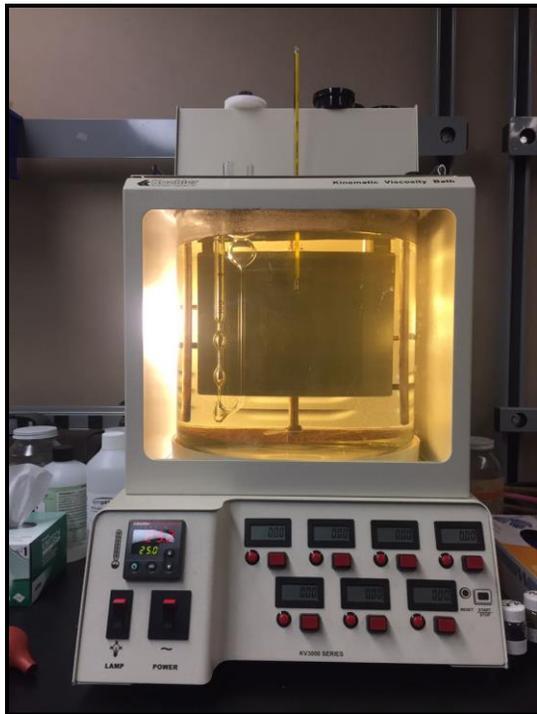


Figura 37. Viscosímetro Cannon Fenske



Figura 36. Tubo capilar

Una vez calculada las constantes inferior y superior se procede a medir los tiempos t_1 y t_2 para las diferentes soluciones poliméricas y calcular sus respectivas viscosidades según la fórmula:

$$v_1 = t_c C_L \dots \dots \dots (19)$$

$$v_2 = t_D C_U \dots \dots \dots (20)$$

En donde: v_1 = viscosidad cinemática para el bulbo inferior (mm^2/s)

v_2 = viscosidad cinemática para el bulbo superior (mm^2/s)

t_c = tiempo medido para el bulbo inferior (c) (s)

t_D = tiempo medido para el bulbo superior (D)

C_L = Constante del bulbo inferior

C_U = Constante del bulbo superior

En la tabla 32 se muestran los resultados de las viscosidades cinemáticas de las soluciones poliméricas preparadas con la salmuera de NaCl para los dos diferentes polímeros a una concentración de 1500 ppm, estos valores serán base de comparación para las posteriores mediciones bajo los diferentes escenarios.

En la tabla 33 se muestran los resultados de las viscosidades cinemáticas obtenidas para la solución polimérica (3230s) bajo los dos escenarios de salinidad para las diferentes concentraciones de polímero.

Para una concentración de 1500 ppm de polímero a una salinidad de 7600 ppm de (NaI) la viscosidad cinemática fue de 4.17 (mm^2/s) mientras que para esta misma concentración de salinidad pero con (NaCl) la viscosidad cinemática fue de 3.95 (mm^2/s) por lo que el cambio de la sal principal de la salmuera no afectó la viscosidad de la solución polimérica, haciéndose viable el uso de este compuesto como agente dopante.

Tabla 32.

Viscosidad cinemática solución polimérica con salmuera de NaCl 7600 ppm

Salmuera	Polímero	Concentración ppm	T1 (s)	T2 (s)	V1	V2	Viscosidad cinemática (mm^2/s)
NaCl 7600 ppm	3230s	1500	254.49	658.72	3.888	4.019	3.954
	3430s	1500	392.94	1056.66	6.004	6.448	6.226

Este mismo comportamiento se evidencia para el segundo polímero 3430s. Ver tabla 34, sin embargo este polímero se descartó debido a que por su tamaño molecular podía ser retenido en el medio poroso.

Para el caso de una concentración de 1000 ppm de polímero 3230s preparada con una salmuera de 7600 ppm (NaI) la viscosidad cinemática fue de 2.8 (mm²/s) mientras que para la misma concentración de polímero pero preparada a una salinidad de 10600 ppm (NaI) la viscosidad fue de 2.7 (mm²/s); indicando así que un aumento de 3000 ppm en la salinidad del agua de preparación del polímero no afectaba drásticamente la viscosidad de la solución polimérica, por esta razón se decidió usar la mayor concentración de sal para asegurar un mejor contraste entre las fases.

Tabla 33.

Viscosidad para la salinidad y concentración del polímero 3230s

Salmuera	Polímero	Concentración ppm	T1 (s)	T2 (s)	V1	V2	Viscosidad cinemática (mm ² /s)
(NaI) 7600 ppm	3230s	1000	179.19	469.91	2.73	2.86	2.80
	3230s	1500	267.28	697.92	4.08	4.25	4.17
	3230s	2000	389.35	1025.6	5.94	6.25	6.10
(NaI) 10600 ppm	3230s	1000	174.24	449.17	2.66	2.74	2.70
	3230s	1500	269.95	697.96	4.12	4.25	4.19
	3230s	2000	392.56	1120.3	5.998	6.836	6.417

Tabla 34.

Viscosidad para la salinidad y concentración del polímero 3430s

Salmuera	Polímero	Concentración ppm	T1 (s)	T2 (s)	V1	V2	Viscosidad cinemática (mm^2/s)
NaCl	3430s	1500	392.94	1056.66	6.004	6.448	6.226
	7600 ppm						
NaI 7600	3430s	1500	403.45	1088.45	6.164	6.642	6.403
	ppm						

3.4 Desarrollo de la metodología

En esta sección se mostrará la metodología experimental desarrollada para llevar a cabo la inyección de polímero con el uso de la tomografía computarizada, partiendo desde el montaje experimental usado, las condiciones de la prueba, los fluidos usados y la determinación de las propiedades petrofísicas, así como la preparación del equipo de tomografía, las diferentes etapas del proceso iniciando con la muestra seca y continuando con las distintas fases de inyección las cuales comprenden la saturación 100% con salmuera dopada, seguido de la inyección de aceite, continuando con la inyección de agua o waterflooding y finalizando con la inyección de polímero a diferentes concentraciones. En el anexo 1 se muestra un paso a paso de la metodología identificando cada etapa y sus cálculos respectivos.

3.4.1 Montaje Experimental. El coreholder utilizado está hecho de un material plástico similar al poli cloruro de vinilo PVC, este material tiene la particularidad de poseer una transparencia a los rayos X es decir no genera una perturbación en la atenuación de los rayos x una vez la muestra

se adecua en este. El coreholder usado no es resistente a la temperatura por lo cual, las pruebas se realizaron a temperatura ambiente, sin embargo si soportan presiones de hasta 1000 psi, por lo que la prueba se desarrolló con la presión de confinamiento.

Una vez definido el coreholder, se procedió a la calibración de los transductores de presión, para esto se registraron los voltajes transmitidos a diferentes presiones con el fin de realizar regresiones lineales de presión versus voltaje para obtener las pendientes e intercepciones, se instalaron diferentes transductores con rangos de medición distintos. En la tabla 35 se muestran los valores registrados para el transductor número 2 de 500 psi y en la figura 38 se muestra la regresión lineal para el transductor número 2. Esto se hizo para los diferentes transductores usados.

En la figura 39 se muestra el sistema una vez armado, este consta de unas agarraderas de aluminio las cuales sostienen el coreholder para que sea fácil de transportar durante los escaneos, las líneas de inyección y producción al igual que la línea de confinamiento. Este sistema posee dos cabezotes uno para inyección y otro para producción. Ver figura 40

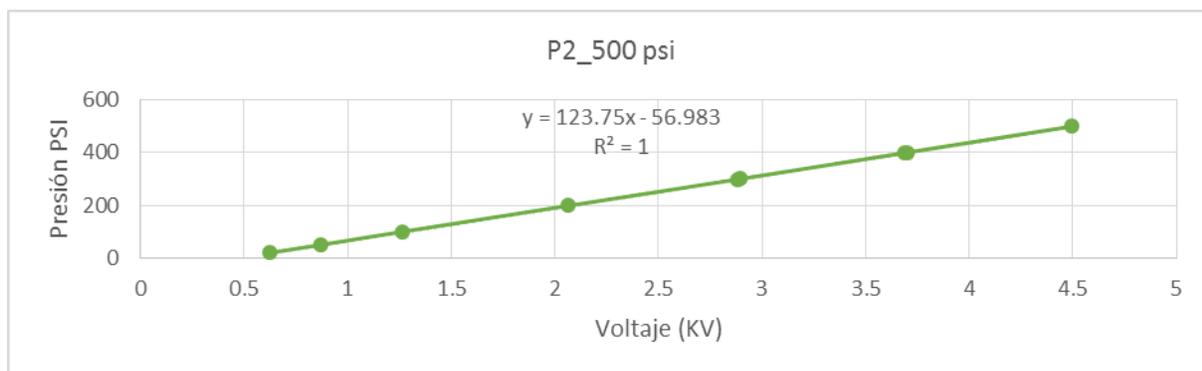


Figura 38. Regresión lineal Presión vs Voltaje

Tabla 35.

Data de calibración del transductor 2

Presión (psi)	Voltage (V)
20	0.6217
50	0.8680
100	1.2616
199	2.0661
299	2.8825
400	3.6912
500	4.4968
401	3.7015
301	2.8976



Figura 39. Coreholder armado



Figura 40. Cabezotes de inyección

3.4.2 Medición del volumen muerto. Una vez armado el sistema se procedió a medir el volumen muerto, para esto se armó la línea de inyección uniendo los mandriles de inyección y producción dentro del coreholder, por medio de una manga de caucho, y confinando a las condiciones de experimento, el nitrógeno fue usado como fluido de confinamiento. Se verifico que no existan fugas y se procedió a realizar vacío en la línea de producción por aproximadamente 20 minutos.

Posteriormente, se conectó una bomba Isco de aguja a presión constante (30 psi) a la línea sobre la que se realiza vacío, y se registró el volumen en el cilindro de la bomba antes y después de abrir la válvula, la diferencia permite estimar el volumen muerto el cual fue de 4.32 ml.

Una vez finalizado el montaje y mediciones pertinentes se procedió a la medición del diámetro y longitud de la muestra usada.

3.4.3 Procedimiento experimental. La presión de confinamiento planteada fue de 1000 psi, sin embargo debido a problemas asociados a la resistencia del coreholder se vio obligado a disminuirla a 500 psi esto con el fin de asegurar que el equipo se conservara en buenas condiciones.

La temperatura a la cual se realizó los diferentes desplazamientos fue a temperatura ambiente la cual fue de 25°C. En la figura 41 se muestra el equipo de desplazamiento completo el cual consta de: una bomba de aguja de alta presión Modelo Isco LC 5000, un core holder de PVC, una balanza digital y un cilindro de pistón.

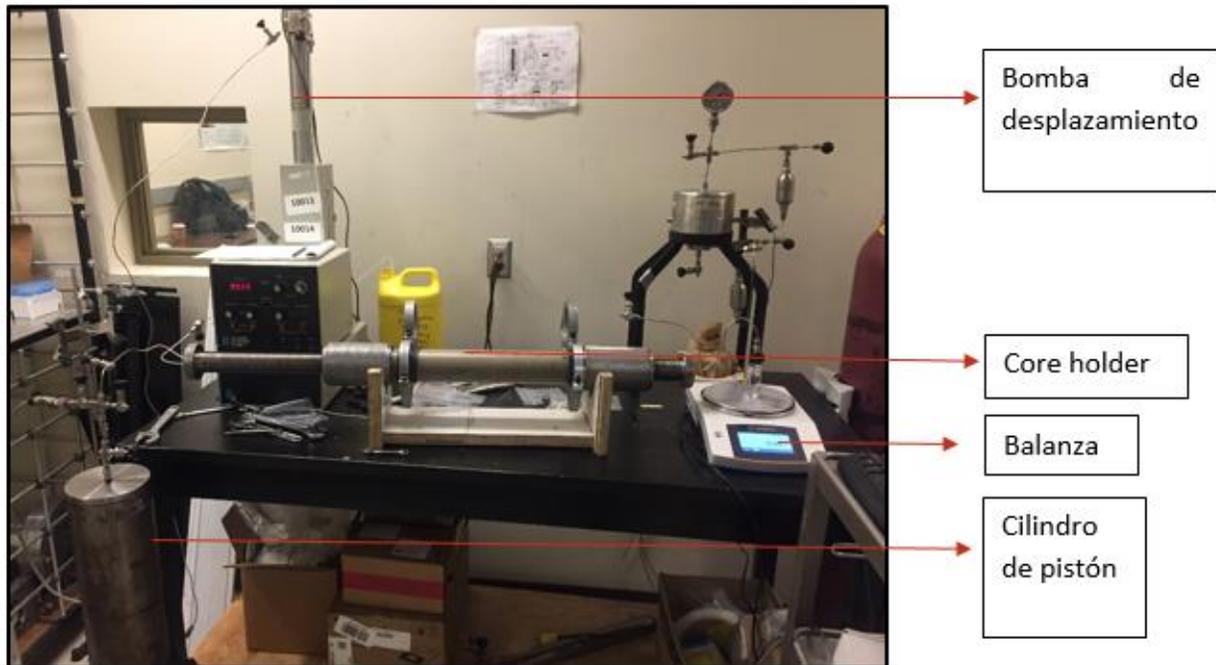


Figura 41. Equipo de desplazamiento

3.4.4 Preparación de los fluidos de inyección. La composición de salmuera a usar inicialmente consistía en la salmuera del campo en estudio, su composición se muestra en la tabla 28. Sin embargo según lo planteado en la sección 5.3 se determinó cambiar su composición reemplazando la sal de (NaCl) por (NaI) y aumentar su concentración a 10 gr/L. Por lo que la composición de la salmuera usada fue de 10600 ppm con la composición mostrada en la tabla 36.

Tabla 36.

Composición salmuera usada

Sales	Cantidad en gramos por litro
<i>NaI</i>	10
<i>CaCl2 2H2O</i>	1.39
<i>MgCl2 6H2O</i>	0.43
<i>KCl</i>	0.36

El aceite usado fue en un tipo de aceite mineral el cual a temperatura ambiente poseía una viscosidad de 15 cP, esto con el fin de mantener una relación de movilidad baja ($M < 8$) a condiciones de la prueba.

La viscosidad alcanzada con la solución polimérica fue de (2.8 cP) esto debido en gran parte a la alta salinidad en la que fue preparada la solución polimérica ,además la concentración de polímero usada fue de 1000 ppm que si bien es alta, esta fue necesaria para suplir los requerimientos de viscosidad y alcanzar una buena relación de movilidad.

3.4.5 Medición de permeabilidad al aire y porosidad de las muestras a usar. Inicialmente se tomaron parejas de muestras de bereas con características similares para este caso se usaron las muestras B61 y B62 las cuales poseen las propiedades mostradas en la tabla 37.

Tabla 37. Propiedades de las muestras usadas

Muestras	Masa	Volumen	Densidad gr/cm ³
B61	355.36	174.82	2.0327
B62	354.29	173.91	2.0372

La densidad de estas muestras es muy similar, lo cual es un factor muy importante al momento de trabajar con la herramienta de tomografía computarizada, ya que todos los cálculos se llevaran a términos de densidad. Se midió la permeabilidad absoluta al aire y la porosidad de la muestra B61.

En la figura 42 se muestra la configuración realizada para este procedimiento el cual se ejecutó en las instalaciones de Perm Inc, laboratorio asociado a la universidad de Calgary.

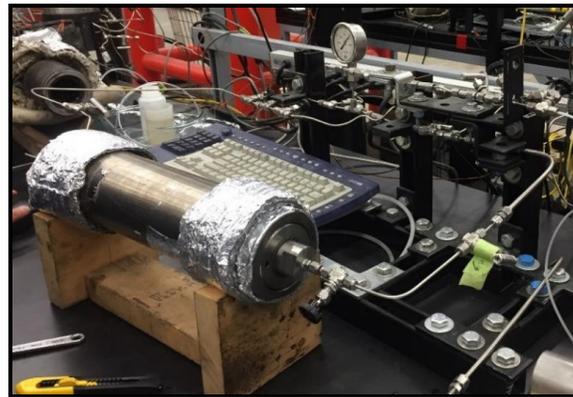


Figura 42. Montaje para la medición de K aire y Porosidad

En la tabla 38 se muestran los datos obtenidos de la prueba de porosidad, donde se obtuvo un valor de volumen poroso de 39.32 cm³, y una porosidad del 22% basándose en el principio de la ley Boyle.

Tabla 38. Medición de porosidad

PV (cm3)	39.328
Por.	0.2249

Para la determinación de la permeabilidad al aire de la muestra se midió el tiempo que tomaba a una burbuja pasar un volumen fijo de 250 ml a diferentes presiones, se tomaron cinco medidas de tiempo y se promedió su valor. Ver tabla 39

Tabla 39.

Mediciones de tiempo vs presión

Presión (psi)	Vol (cm³)	t1(s)	T2(s)	T3(s)	T4(s)	T5(s)	Avg t (s)
5.3	250	28.02	27.9	28.03	28.00	28.09	28.01
6.3	250	23.01	22.94	23.00	22.91	22.88	22.95
7.3	250	19.4	19.32	19.25	19.31	19.32	19.32
8.3	250	16.41	16.45	16.40	16.44	16.44	16.43
9.3	250	14.52	14.35	14.43	14.45	14.46	14.44

Se realizó una regresión con los valores de caudal y un término donde se relaciona las presiones, la viscosidad y la longitud de la muestra, dando como resultado una permeabilidad de 529 mD sin embargo este valor debía ser corregido por el error asociado al equipo dando como

resultado una permeabilidad de 454 MD al aire, esta permeabilidad es excelente para proceder con los desplazamientos. Ver tabla 40

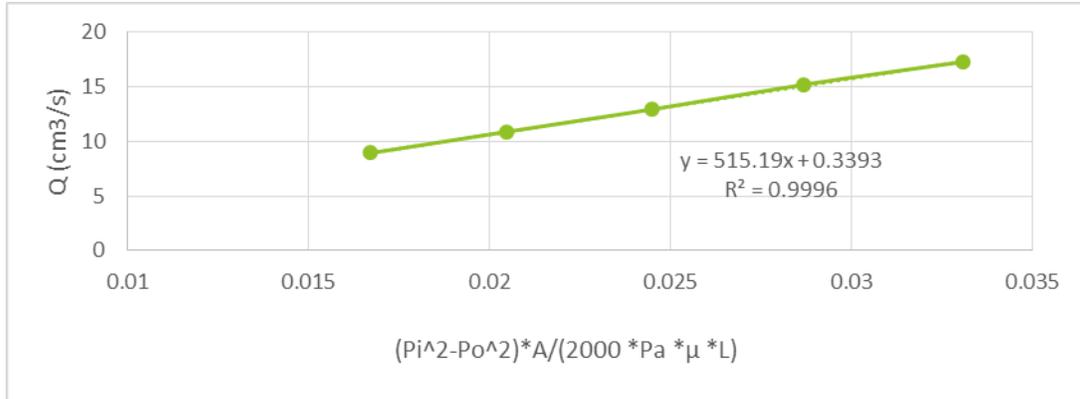


Figura 43. Regresión para determinar la permeabilidad

Tabla 40.

Determinación de permeabilidad absoluta al aire

Pa (atm)	Time (s)	Vol(cm³)	Q (cm³/s)	ΔP (psi)	P _i (atm)	P _o (atm)	μ (cp)	K _D (mD)
0.878	28.01	250	8.92	5.30	1.23	0.87	0.0198	534.38
0.878	22.95	250	10.89	6.30	1.30	0.87	0.0198	531.61
0.878	19.32	250	12.94	7.30	1.37	0.87	0.0198	528.49
0.878	16.43	250	15.21	8.30	1.44	0.87	0.0198	530.63
0.878	14.44	250	17.31	9.30	1.51	0.87	0.0198	523.37

3.4.6 Medición de la permeabilidad absoluta al agua. Se acoplo la muestra en el coreholder, y se inyectó aire para alcanzar la presión de confinamiento, se comprobó que no hubiese fugas y se procedió a realizar vacío durante 12 horas, para posteriormente inyectar CO₂. Una vez finalizado esta inyección y verificando que no hubiesen fugas se continuó con la medición de la permeabilidad absoluta al agua para la muestra berea B6.2; Para esto se realizó la medición de la presión para cuatro diferentes tasas de flujo, se esperó hasta que la presión fuese constante, y se

registraron estos valores ver tabla 41. Se realizó la regresión lineal mostrada en la figura 44 y se calculó la permeabilidad usando la ecuación 21 dando como resultado una permeabilidad absoluta de 170.25 mD un valor más bajo de lo pensado ya que la reducción fue del 62% respecto a la permeabilidad absoluta al aire.

Tabla 41.

Cálculos de K abs agua Muestra B6.2

Q(ml/min)	ΔP(psia)	Constante	245
0.16	0.83	Pendiente	0.6949
0.33	1.1	permeabilidad(mD)	170.2505
0.66	1.7		
0.83	2.1		

$$\frac{Q}{A} = 245 * K \frac{\Delta P}{\mu L} \tag{21}$$

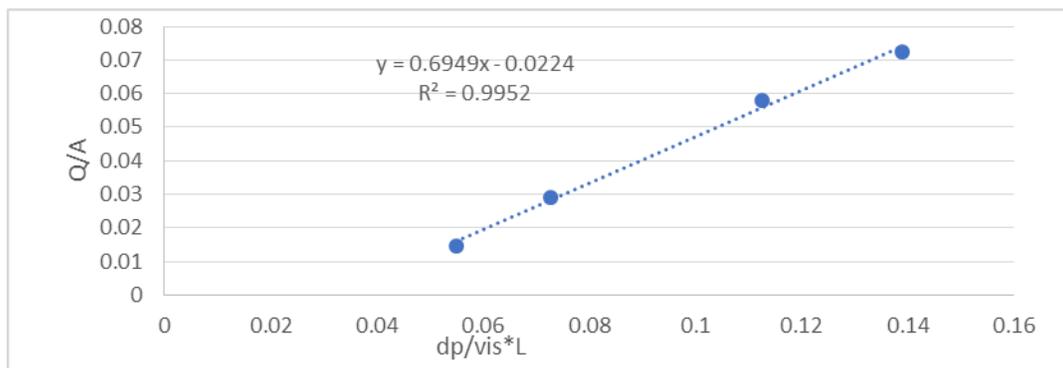


Figura 44. Q/A vs dp/Vis*L Muestra B6.2

Una vez determinada las propiedades petrofísicas básicas incluyendo la permeabilidad absoluta al agua, fue necesario continuar con la preparación del equipo de tomografía donde se

determinó el voltaje, corriente, espaciado entre slices, así como escaneo de los estándares y la creación de las curvas de calibración.

3.4.7 Preparación del equipo de tomografía. La preparación del equipo de tomografía consta de los siguientes pasos:

- Determinación del voltaje, corriente y espaciado entre slices.
- Escaneo de los estándares
- Creación de la curva de calibración
- Escaneo de fluidos a usar

El primer paso es definir el nivel de energía de los escaneos, esto hace referencia a la intensidad de corriente y al voltaje. En la figura 45 se muestran diferentes escaneos a niveles de corriente y voltajes distintos donde se aprecian cambios importantes en la definición de la imagen y los efectos de beam hardening los cuales se evidencian en atenuaciones diferentes en los bordes de las imágenes.

Para el caso de este estudio se definió una intensidad de corriente de 80 mA y un voltaje de 120 kV ya que con estos parámetros se obtenía una resolución óptima se definió un espaciado de 5 mm por slice.

3.4.7.1 Escaneo de estándares. Los estándares más usados se muestran en la figura 46, los cuales comprenden un amplio rango de densidades comenzando con la acetona hasta el aluminio.

Para el caso de la construcción de la curva de calibración a usar en el desarrollo experimental se determinó un rango de densidades cercano a la muestra a usar, por esto se tomaron muestras

de roca similares además del uso de la misma muestra a utilizar para los desplazamientos, ya que así se aseguraban unos mejores resultados para la curva de calibración.

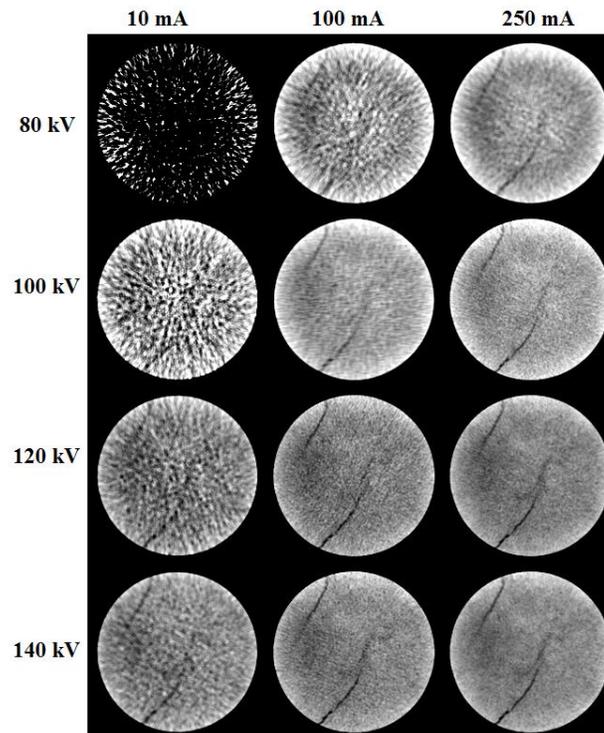


Figura 45. Niveles de energía para la adquisición de imágenes

En la figura 47 se muestra los estándares usados para la creación de la curva los cuales fueron: acetona, agua, aluminio y muestras de roca con densidad de 2.58, 2.45 y 2.03 gr/cm^3 .

En la tabla 42 se muestran el número de slices, el mean CT el cual corresponde a el valor principal del slice y los valores mayores y menores de cada corte. Se tomaron alrededor de 3 slices por cada tipo de estándar. El orden fue: acetona, agua, muestra de densidad 2.58, muestra de 2.45, muestra de 2.03 y finalmente aluminio.

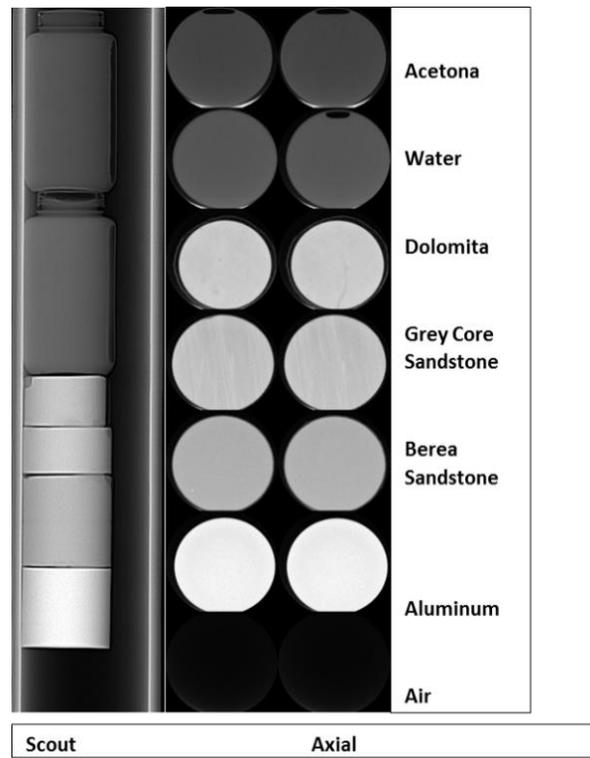


Figura 46. Estándares más usados para la construcción de las curva de calibración

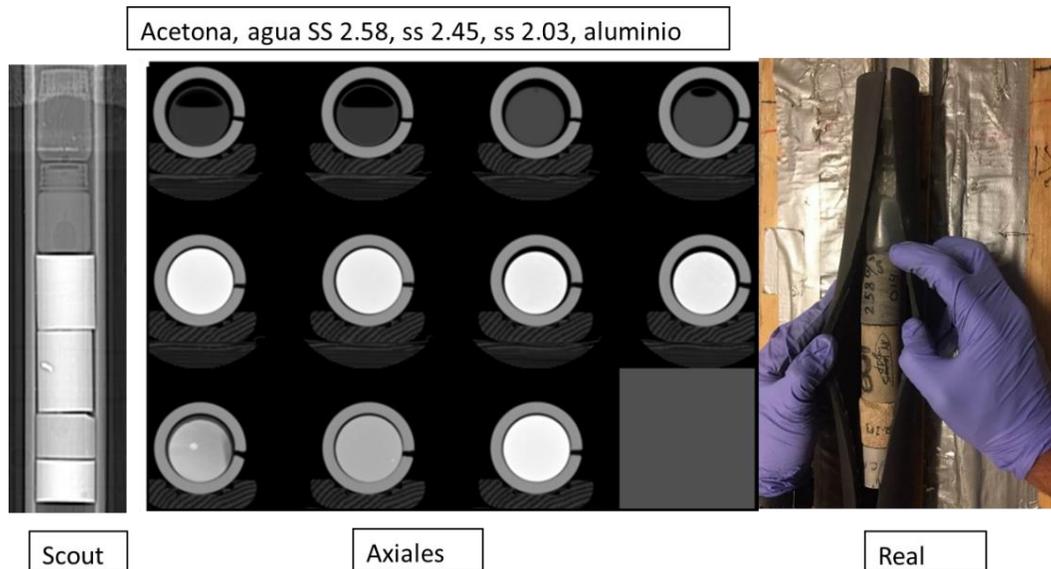


Figura 47. Estándares usados en la curva de calibración 120kV

Tabla 42.

Valores principales CT de los estándares

Slice	Mean	Max	Min
1	-346.36	-361	-284
2	-352.576	-366	-343
3	-350.445	-363	-340
4	-120.134	-199	-102
5	-109.97	-119	-101
6	-109.818	-121	-100
7	503.698	308	745
8	1987.137	1956	2033
9	1954.536	1914	2007
10	1897.826	1845	2025
11	1954.472	1907	2035
12	1947.721	1897	2004
13	1126.1	982	1604
14	1197.704	1164	1232
15	2053.439	2004	2121
16	214.284	102	401
17	-1024	-1024	-1024
18	-1024	-1024	-1024

En la tabla 43 se muestra el número CT promedio para cada estándar con su respectiva densidad además de la muestra usada para los desplazamientos, con estos datos se puede construir la figura 48 donde se muestra la densidad vs el número CT de los estándares, con la ecuación de esta curva de calibración se convierten los datos CT a densidad.

Tabla 43.

Valores CT vs densidad medida

Estándar	Numero CT	Densidad, kg/m ³
Acetona	-351.510	787.275
Agua	-109.894	997.53
Berea6.2	1239.866	2037.20
ss2.45	1951.096	2450.00
ss 2.58	1970.836	2580.00
Aluminio	2053.439	2695.75
ss 2.030	1161.902	2030

Debido a que el escaneo de la muestra 100% saturada con agua se hizo a un nivel de energía de 140 Kv fue necesario realizar una nueva curva con este nivel de energía, además es importante resaltar que para cada escaneo la curva de calibración cambiaba un poco debido a las condiciones diarias del experimento por lo que se debía calcular una curva de calibración cada vez que se corría una prueba con el escáner. En la figura 49 se muestra los estándares usados y la curva de calibración creada a partir del número CT de estos y su densidad medida en el laboratorio.

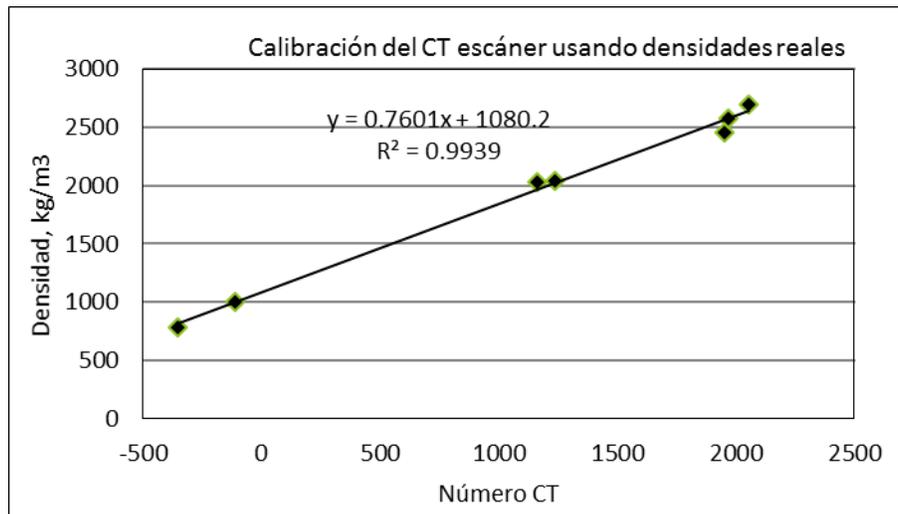


Figura 48. Curva de calibración

3.4.7.2 Escaneo de los fluidos. Una vez construida la curva de calibración, se procedió al escaneo de los fluidos a utilizar, los cuales fueron aceite mineral y agua dopada. En la figura 50 se muestra las imágenes longitudinales, axiales y una fotografía real de los fluidos además de esto se muestra el valor CT para el aceite mineral y el agua dopada, el cual fue de -231.7 y 151.6 respectivamente. La diferencia entre el número ct de estos fluidos es superior a los 300 CT

por lo que se aseguró un buen contraste entre los mismos.

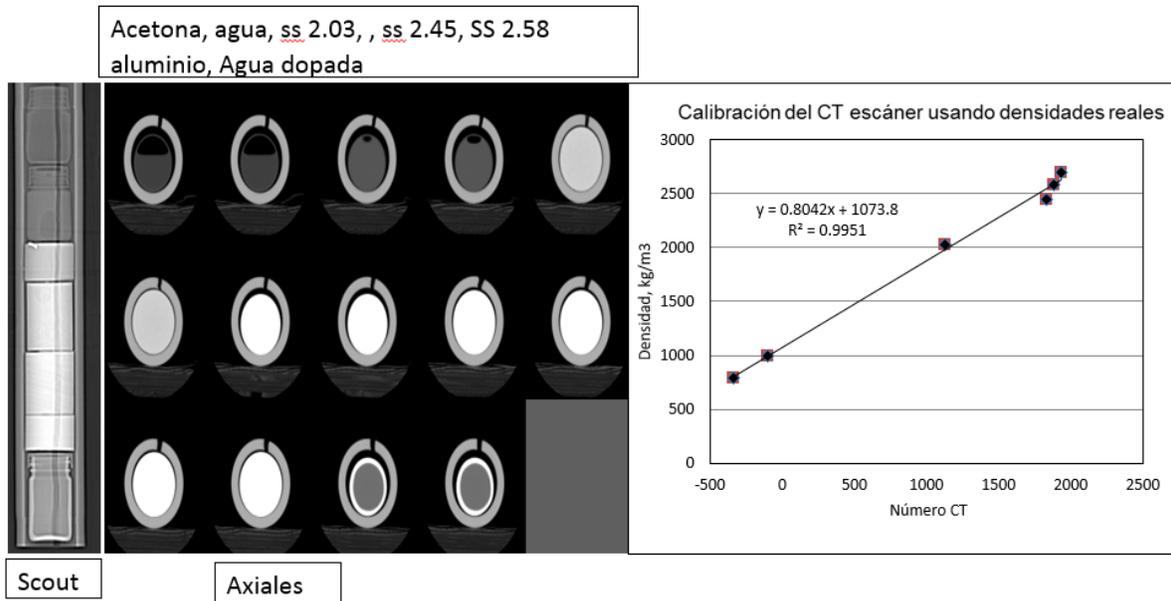


Figura 49. Curva de calibración a 140 Kv

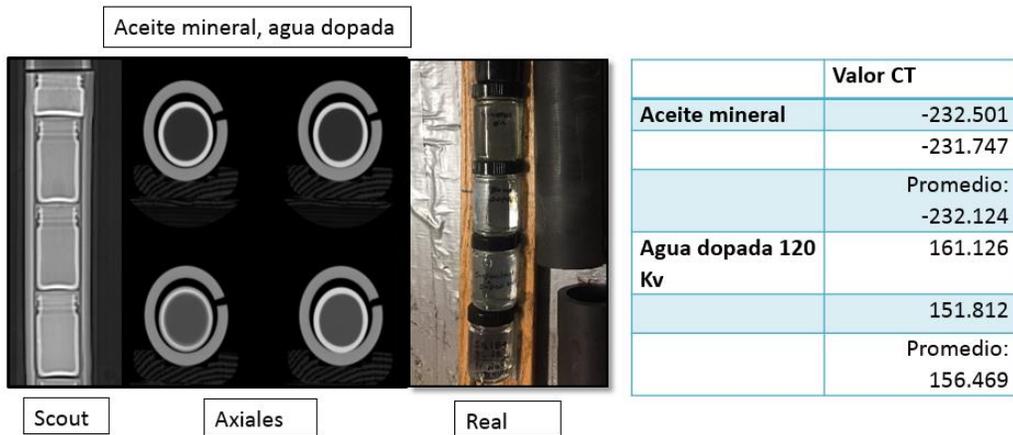


Figura 50. Escaneo de los fluidos a usar

3.4.8 Análisis convencional- Balance de materia. Una vez determinada las propiedades petrofísicas básicas como porosidad, permeabilidad al aire, permeabilidad al agua y preparado el equipo de tomografía, se procede con las diferentes etapas de inyección. Las cuales consisten en

la saturación con aceite, la inyección de agua y finalmente la inyección de polímero. En la sección 5.4.2 y 5.4.6 se determinó el volumen poroso y la medición de la permeabilidad absoluta al agua respectivamente, a continuación se muestra la inyección de aceite mineral.

3.4.8.1 Inyección de aceite mineral. El aceite mineral usado poseía una viscosidad de 15 cP a condiciones de temperatura ambiente con una densidad de 0.877 gr/ml. La inyección de aceite inicio a una tasa de 0.2 cc/min en la figura 51 se evidencia el comportamiento de la presión contra el tiempo donde se alcanza una estabilidad aparente pasados cinco horas de inyección en un valor de 7.5 psi.

Se disminuyó la tasa a un valor de 0.023 cc/min por los dos días siguientes donde se alcanzó una estabilidad aparente en la presión en un valor entre 1.3 y 1.5 psi al cabo del segundo día de inyección. Ver figura 52

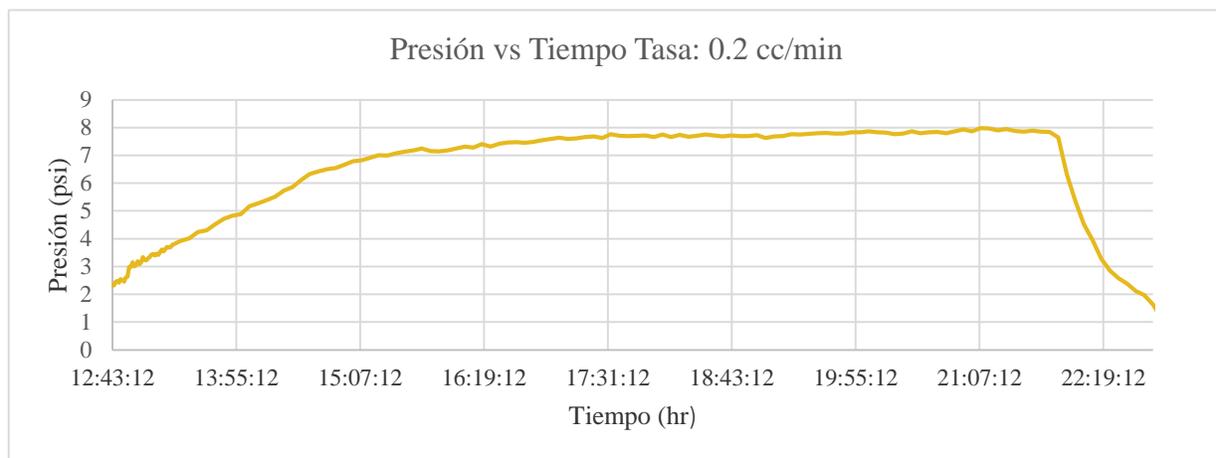


Figura 51. Presión vs Tiempo Q: 0.2 cc/min Inyección de aceite

En la figura 53 se muestran los efluentes de la inyección de aceite, los cuales están divididos en 6 muestras cada una de aproximadamente 0.5 volúmenes porosos inyectados, para el recipiente número 1 se muestra casi en su totalidad el agua desplazada por el aceite la cual tomó una

tonalidad amarillenta debido a que era salmuera dopada con yoduro de sodio, el cual reacciona con el agua tomando este color pasado un tiempo de contacto.

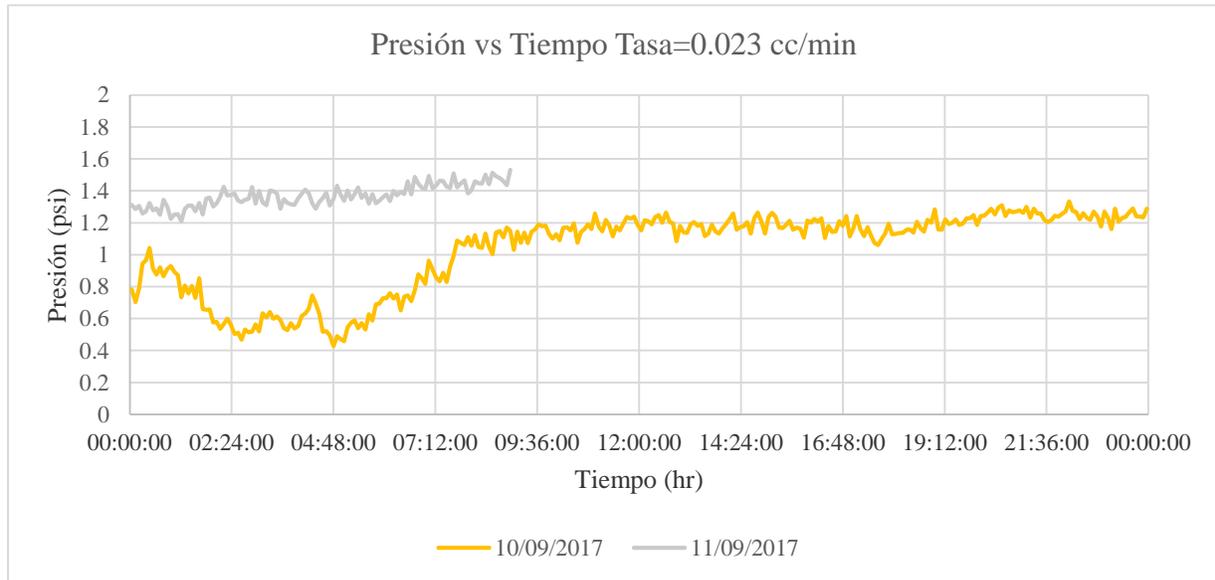


Figura 52. Presión vs Tiempo Q: 0.023 cc/min

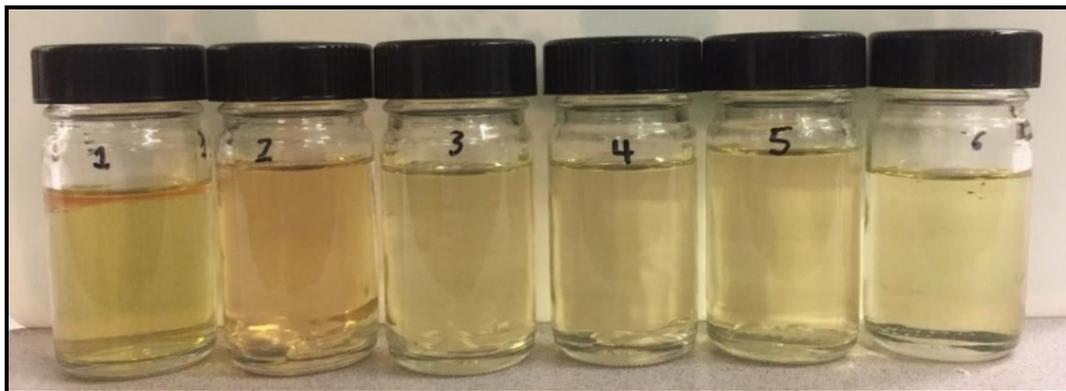


Figura 53. Efluentes de la inyección de aceite

En el recipiente 2 se muestra en su totalidad el aceite inyectado, sin embargo este cambio su totalidad un poco más rojizo posiblemente debido a la interacción con el agua dopada,

finalmente en los demás recipientes se muestra el aceite desplazado durante la inyección. Al finalizar se inyectaron 3.5 Volúmenes porosos de aceite.

En la figura 54 se muestra la saturación de aceite versus los volúmenes porosos inyectados en donde se evidencia que al finalizar la inyección de los 3.5 VP de aceite la muestra alcanzo una saturación del 58% es decir 22.8 ml de aceite quedaron en la muestra.

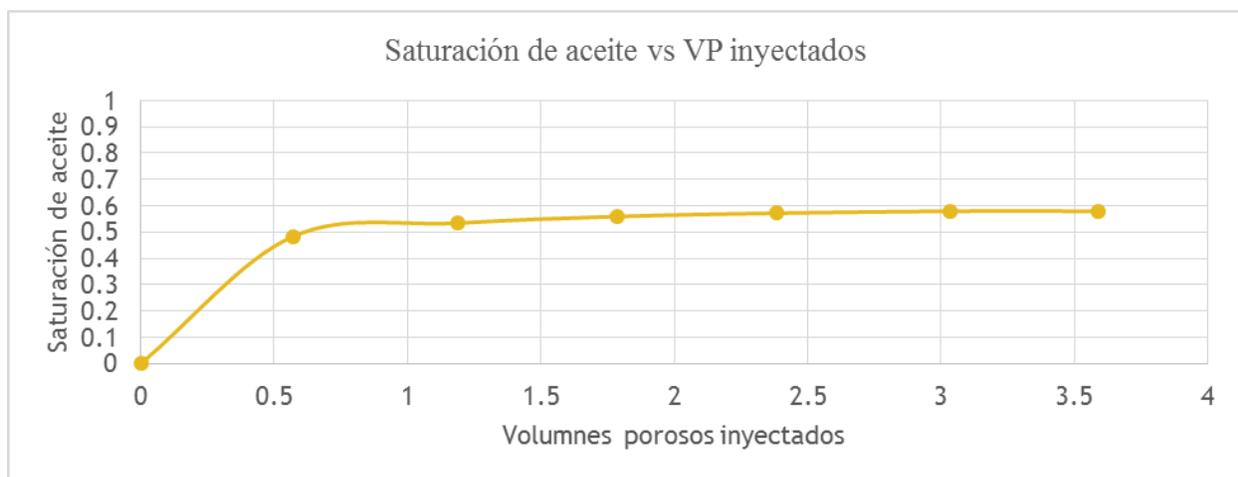


Figura 54. Saturación de aceite vs VP inyectados

En figura 55 se muestra la saturación de agua remanente dentro de la muestra al finalizar la inyección, dando una saturación de agua del 42% es decir en la muestra quedaron remanente 16.5 ml de agua, por lo que se muestra que la roca es fuertemente mojada al agua.

En la tabla 44 se muestran los cálculos para la etapa de inyección de aceite, la cual se realizó para cada muestra de efluente, en el cual se pesaba el recipiente antes y después de la inyección de aceite, donde se registraba la masa producida tanto en agua como en aceite producido y se calculaba el volumen respectivo para cada fase, finalmente se calculaba la saturación de aceite en la muestra al finalizar la inyección y la saturación de aceite critica.

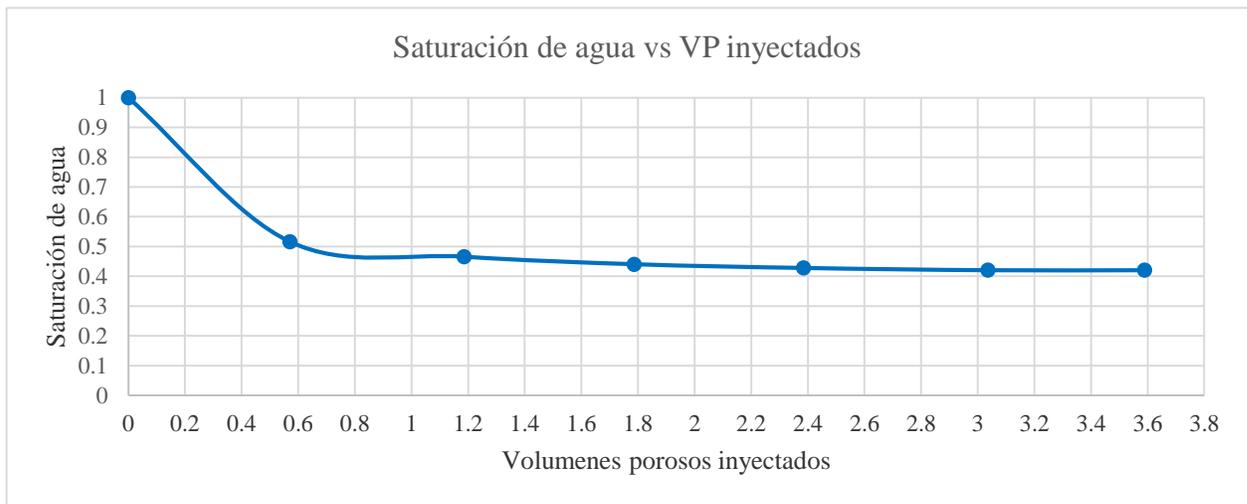


Figura 55. Saturación de agua vs VP inyectados

Tabla 44.

Análisis efluentes de la inyección de aceite

Frasco	Masa (gr)	Masa aceite (gr)	Masa de agua (gr)	VP iny	Vol aceite (ml)	Vol agua (ml)	Total agua (ml)	Swc	So
1	22.17	3	19.17	0.57	3.420	19.027	19.027	0.52	0.48
2	21.49	19.49	2	1.19	22.220	1.985	21.01	0.47	0.53
3	20.83	19.83	1	1.79	22.608	0.992	22.00	0.44	0.56
4	20.72	20.22	0.5	2.39	23.053	0.496	22.50	0.43	0.57
5	22.48	22.18	0.3	3.04	25.287	0.2979	22.79	0.42	0.58
6	19.11	19.11	0	3.59	21.787	0	22.79	0.42	0.58

3.4.8.2 Inyección de agua (WF). Se inyectaron 2.3 volúmenes porosos recreando condiciones de una prolongada inyección de agua, se inyectaron a dos tasas de flujo una de 0.2 cc/min y una tasa de 0.066 cc/min. En la figura 56 se muestran los efluentes de producción donde se evidencia que la mayor recuperación de aceite se logró al cabo de finalizar los primeros 0.5 volúmenes

porosos inyectados, existiendo así una irrupción temprana de agua.

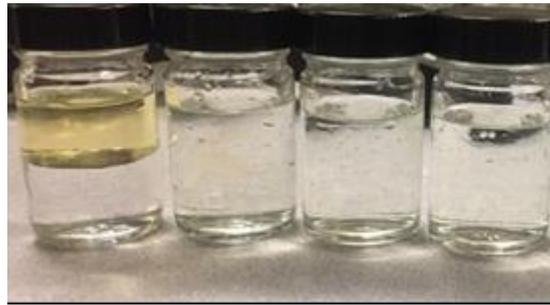


Figura 56. Efluentes inyección de agua

En la tabla 45 se muestra el volumen de aceite recuperado para cada volumen poroso inyectado así como el total de aceite y agua producido.

La cantidad de aceite recuperado fue considerable al finalizar los primeros 0.6 vp inyectados de agua momento en el cual la producción de aceite se redujo considerablemente ya que se recuperó cerca de 1.25 ml transcurridos 1.7 vp inyectados mostrando una pobre eficiencia por parte del agua. En la tabla 46 se muestran los datos de saturación de agua alcanzada, la saturación de aceite remanente, el corte de agua y finalmente el factor de recobro alcanzado para cada volúmenes porosos inyectados.

Tabla 45.

Balance de materia para la inyección de agua

Vacío (gr)	Masa aceite gr	Masa de agua gr	VP iny	Volumen aceite ml	Volumen agua ml	Total agua ml	total aceite ml	Vol total prod
51.15	10.087	13.013	0.62	11.5	12.92	12.91	11.50	24.41
51.18	0.6	21.82	1.18	0.68	21.65	34.57	12.18	46.75
51.42	0.3	22.11	1.75	0.34	21.94	56.51	12.52	69.04
51.48	0.2	22.21	2.32	0.22	22.04	78.56	12.75	91.31

Después de inyectar 0.62 Vp de agua se llegó a ruptura comenzando el incremento en el corte de agua .En la figura 57 se muestra el corte de agua versus los volúmenes porosos inyectados de agua, en esta se aprecia que después de 1 volumen poroso inyectado el corte de agua alcanzó un valor de 0.97, a medida que la inyección continuo el valor en el corte de agua aumento hasta un valor del 0.989 ya que se inyecto un total de 2.3 volúmenes porosos de agua lo que aseguró una gran cantidad de fluido inyectado.

Tabla 46.

Determinación de los estados finales de la inyección

Sw	So	WC	FR
0.712	0.287		50.442
0.730	0.269	0.969	53.442
0.738	0.261	0.984	54.943
0.744	0.255	0.989	55.943

En la figura 58 se muestra la reducción en la saturación de aceite a medida que se inyectaron los volúmenes porosos, en esta se muestra que la reducción más significativa fue al finalizar el primer volumen poroso, ya que paso de un valor de saturación de aceite inicial del 60% a un valor del 30%, a medida que se continuo con la inyección de agua, la saturación de aceite alcanzo su mínimo en un valor del 25%.

Sin embargo, es importante resaltar que después de 1.2 volúmenes porosos de agua inyectada el cambio en la saturación fue muy bajo haciendo estos últimos volúmenes muy deficientes. No obstante, esta condición en la cual la muestra está totalmente inundada por agua va a resaltar el efecto del polímero en la posterior inyección.

En la figura 59 se muestra el comportamiento de la presión versus el tiempo, para la etapa inicial de inyección del agua a una tasa de 0.2 cc/min, donde se evidenció un aumento en la

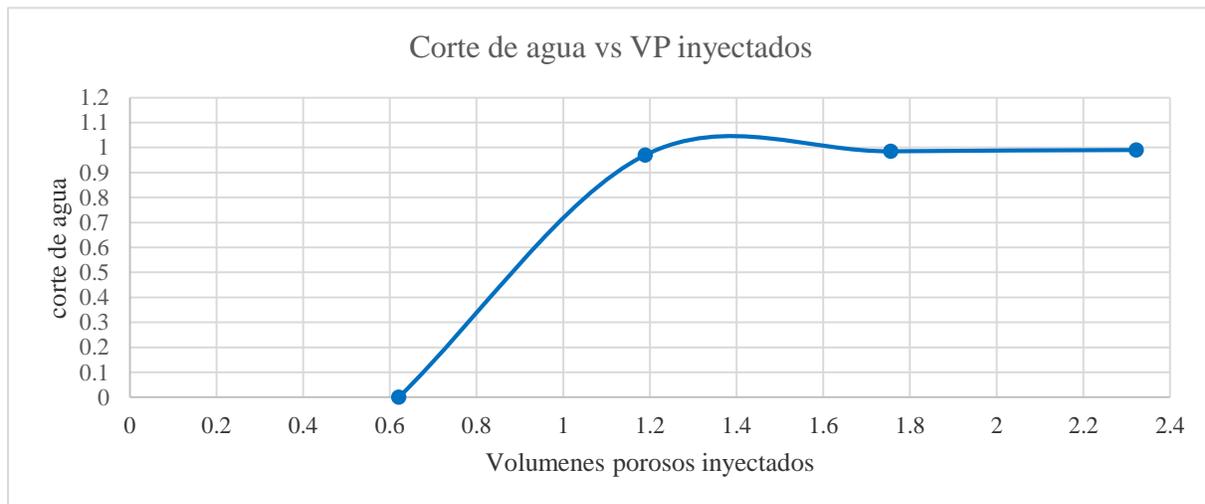


Figura 57. Corte de agua vs Volúmenes porosos inyectados

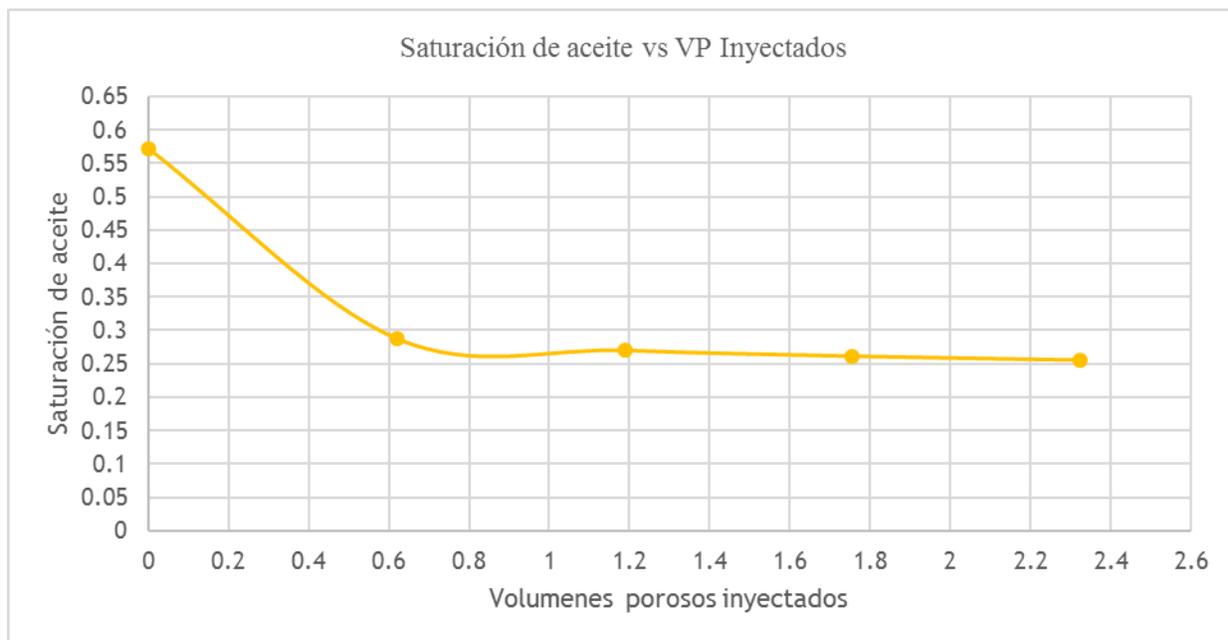


Figura 58. Saturación de aceite vs Volúmenes porosos inyectados

presión a medida que aumentaba el tiempo, transcurrido alrededor de 4 horas de inyección no se alcanzó una estabilidad, entonces se decidió cambiar la tasa de flujo a un valor de 0.066 cc /min.

En la figura 60 se puede evidenciar la disminución la presión debido a este cambio de tasa y a una estabilización aparente en la presión sin embargo a medida que continuo la inyección se evidencia en la figura 61 que la presión continuo aumentando y no llego a tener un valor constante, esto puede deberse a una clase emulsión formada entre el agua inyectada y el aceite remanente en la roca por lo que nunca se alcanzó una estabilidad razón por la cual no se consiguió una saturación de aceite residual si no remanente

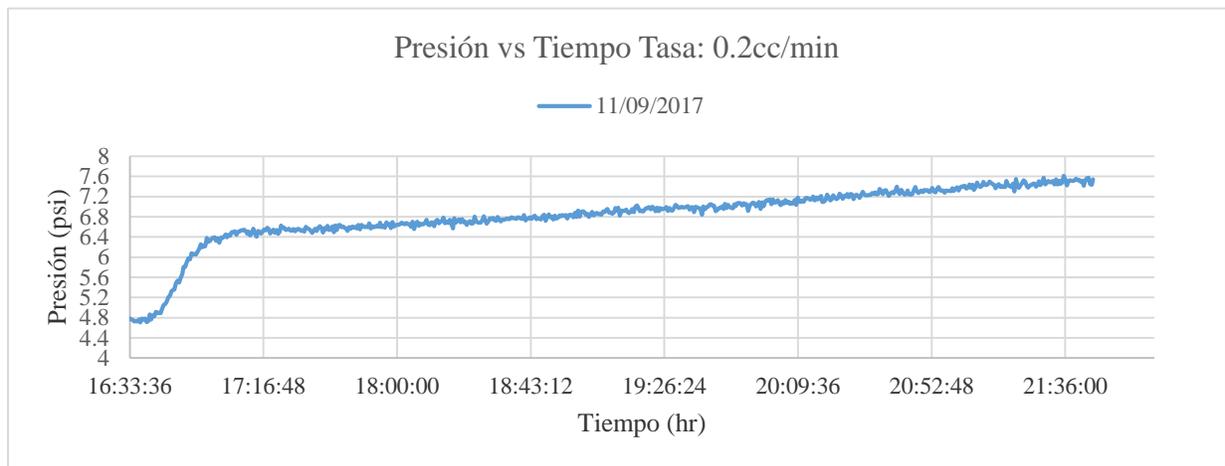


Figura 59. Presión vs Tiempo a tasa de 0.2 cc/min Inyección de agua

3.4.8.3 Inyección de polímero. La inyección de polímero se realizó en dos baches, el primero de ellos fue de 2.25 volúmenes porosos a una concentración de 1000 ppm y un segundo bache de 0.8 volúmenes porosos de una concentración de 2000 ppm. Se quiso inyectar una gran cantidad de volúmenes porosos para comprobar hasta qué punto realmente la cantidad de polímero inyectado afecta la recuperación de aceite.

En la figura 62 se muestran los efluentes de producción donde se evidencia una recuperación de aceite en los primeros volúmenes porosos inyectados, mientras que en los efluentes finales no se presentó una producción considerable de aceite

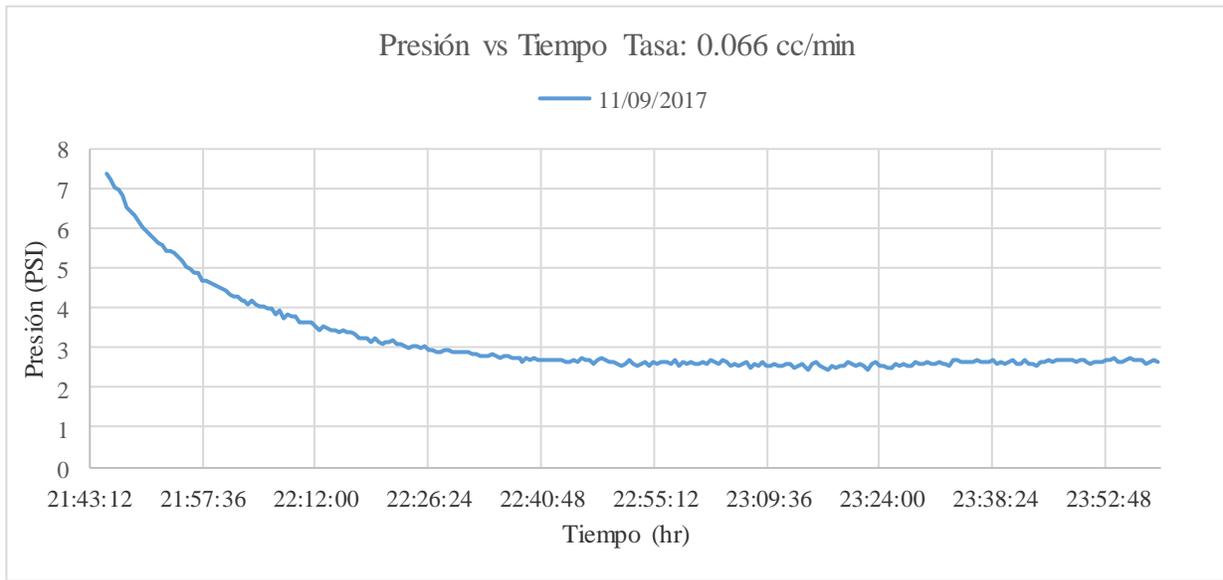


Figura 60. Presión vs tiempo a tasa de 0.066 cc/min Inyección de agua

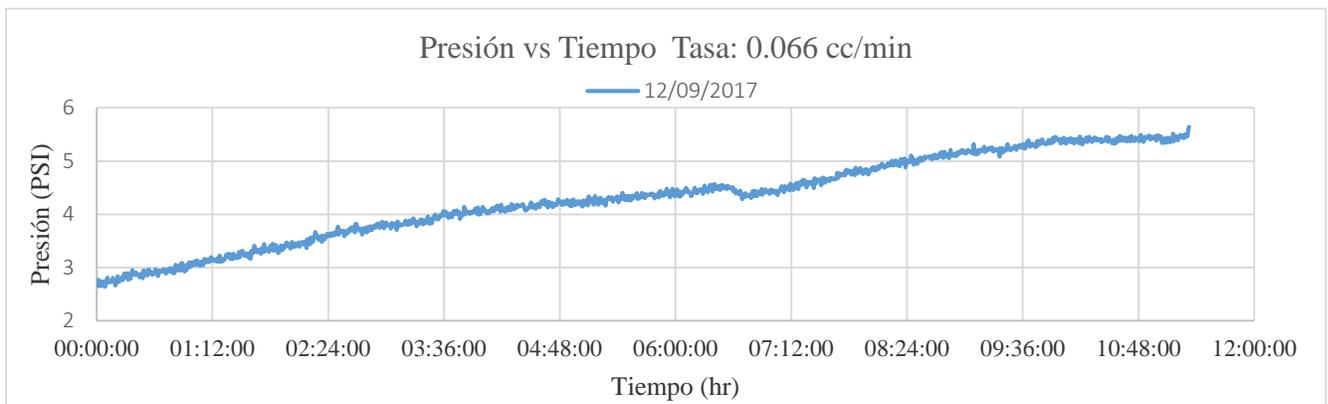


Figura 61. Presión vs Tiempo @ 0.066 cc/min Inyección de agua

En la tabla 48 se muestra el balance de materia para la etapa de inyección de polímero donde se muestra la cantidad de polímero inyectado y producido al igual que el aceite recuperado con este método.



Figura 62. Efluentes inyección de polímero

Tabla 47.

Balace de materia inyección de polímero

Masa Producida gr	Masa aceite gr	Masa de polímero gr	Vp Inyectado	Vol aceite ml	Vol polímero ml	total polímero ml	total aceite ml	Vol total prod
22.36	0.43	21.92	0.56	0.49	21.75	21.75	0.499	22.25
22.48	1.31	21.16	1.13	1.5	21.00	42.76	1.999	44.76
20.08	0.87	19.20	1.64	1	19.059	61.82	2.999	64.82
24.04	0.26	23.77	2.25	0.29	23.601	85.42	3.297	88.72
9.97	0.1752	9.7948	2.50	0.19	9.721	95.148	3.497	98.64
21.73	0.13	21.59	3.05	0.15	21.437	116.58	3.647	120.23

Los primeros 2.25 volúmenes porosos inyectados corresponden a una concentración de polímero de 1000 ppm, en donde se alcanzó a recuperar un total de 3.297 ml de aceite, los siguientes volúmenes porosos corresponden a una concentración de 2000 ppm, como se muestra en la tabla la recuperación de aceite para la mayor concentración no fue relevante ya que solo se obtuvo un aumento de 0.35 ml de aceite al cabo de 0.8 VP inyectados de polímero.

En la tabla 49 se muestra la saturación de aceite remanente después de la inyección de los dos baches de polímero, así como el corte de agua alcanzado y el factor de recobro incremental alcanzado con la técnica el cual fue del 15 %. En la figura 63 se muestra el factor de recobro

alcanzado por la técnica de inyección de polímero para los dos bache de inyección sin embargo es importante resaltar que el primer bache de polímero fue el que realmente recupero una cantidad de aceite importante llegando a un factor de recobro de 14%.

Tabla 48

Determinación de los estados finales de la inyección de polímero

Concentración del bache ppm	Sw	So	Wc	FR
1000	0.766	0.233	0.977	2.19
1000	0.804	0.195	0.933	8.77
1000	0.829	0.170	0.950	13.15
1000	0.837	0.162	0.987	14.46
2000	0.842	0.157	0.979	15.34
2000	0.846	0.153	0.993	15.99
2000	0.851	0.148	0.991	16.87

En la figura 64 se muestra la saturación de aceite vs los volúmenes inyectados de polímero, en donde se evidencia disminución de la saturación de aceite de un valor de 0.25 a casi 0.15 por parte de la inyección del primer bache del polímero correspondiente a la concentración menor de 1000 ppm, mientras que la reducción de saturación por parte del polímero de mayor concentración se considera despreciable, por lo se concluye que la inyección de este bache no fue muy efectivo.

En la figura 65 se muestra el corte de agua versus los volúmenes porosos inyectados de polímero, en esta figura se aprecia que el corte de agua antes de la inyección de polímero estaba en 0.987, disminuyendo a un valor de 0.93 es decir una reducción del 5.7 % , para el final del primer volumen poroso inyectado de polímero de la primera concentración; sin embargo los posteriores volúmenes porosos no tuvieron un efecto considerable por lo que el corte de agua subió alcanzando el 98%; al inyectar el segundo bache de una mayor concentración la reducción del corte de agua no fue significativo

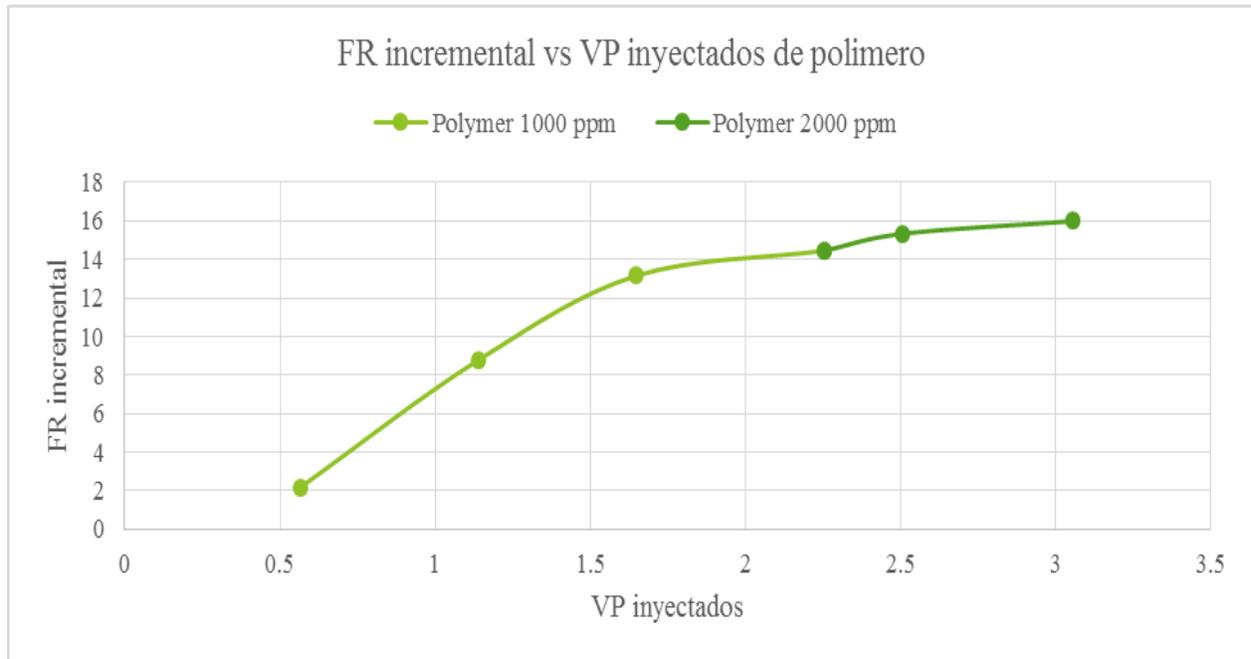


Figura 63. FR incremental vs VP inyectados de polímero

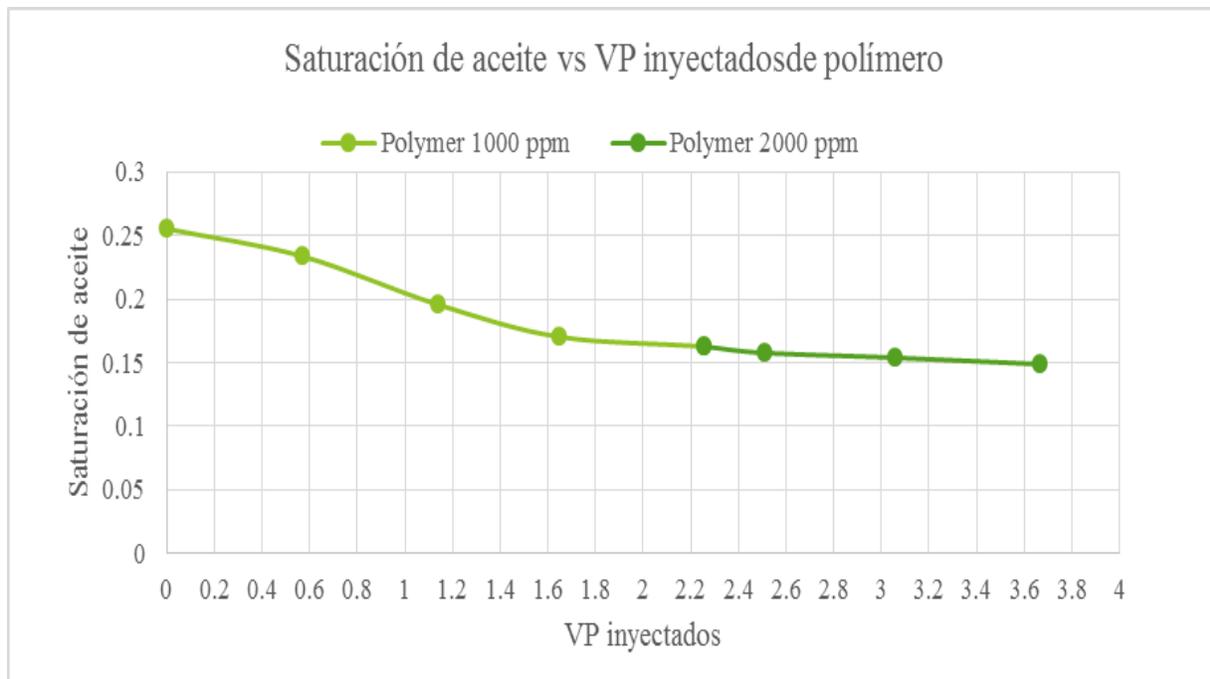


Figura 64. Saturación de aceite vs Volúmenes porosos inyectados de polímero

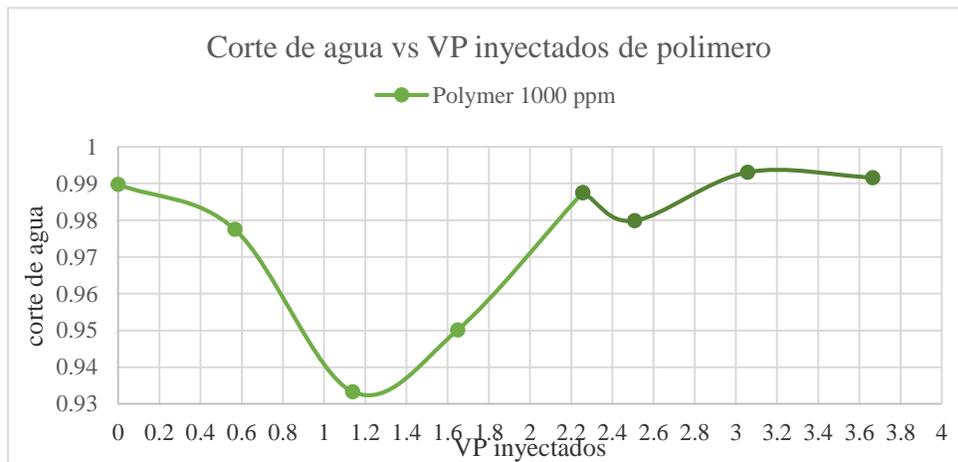


Figura 65. Corte de agua vs Vp inyectados de polímero

3.5 Análisis con imágenes CT y mapas de densidad

En esta sección se muestra los análisis a nivel cualitativo de los mapas de densidad obtenidos con las imágenes resultantes después de escanear la muestra y las correlaciones obtenidas de la curva de calibración para cada etapa. Los escaneos iniciaron con la muestra seca, después con la muestra saturada de salmuera al 100%, se continuó con el escaneo en la etapa final de inyección de aceite, posteriormente el escaneo al final de la inyección de agua y finalmente el escaneo una vez finalizado la inyección de polímero.

En la tabla 50 se muestra la data obtenida para las primeras 8 imágenes del escaneo de la muestra seca, mostrando el área tomada para el cálculo del valor CT y el valor mean CT de cada imagen. Estas imágenes se obtuvieron a un voltaje de 120 Kv, una energía de 80 mA con un espaciado de 5 mm generándose un total de 30 imágenes como se había dicho anteriormente.

Se calculó el valor de densidad para cada slice usando la ecuación de la curva de calibración (figura 48) y se determinó la densidad de la roca la cual consiste en la sumatoria de las densidades calculadas en cada slice sobre el número total de escaneos. Ver ecuación (22). El valor calculado fue de 2029.32 kg/m³

$$\bar{x} = \frac{\sum x}{n} \tag{22}$$

El valor calculado fue de 2029.32 kg/m³ y el valor medido por el método convencional fue de 2037.2 kg/m³ lo que mostró un porcentaje de error del 0.38%.

Tabla 49. Data muestra seca B6.2

Slice	Mean CT	Densidad
1	1259.482	2037.532
2	1251.637	2031.569
3	1249.112	2029.650
4	1250.356	2030.595
5	1248.961	2029.535
6	1253.261	2032.803
7	1252.767	2032.428
8	1253.270	2029.650

Una vez se tiene las imágenes CT de la muestra seca se hace el tratamiento de imágenes para convertirlas a perfiles de densidad, La figura 66 se muestra los 30 diferentes slices tomados en donde el primero de izquierda a derecha corresponde al inicio de la muestra, cada toma hay 5 mm de distancia, en la figura se observa zonas azules oscuras las cuales corresponden valores de menor densidad, es decir donde el espacio poroso es mayor, y las zonas verdosas corresponden a los valores máximos de densidad, las zonas azul claro son valores medios de densidad de la muestra.

Se pudo evidenciar algunas zonas en las cuales la porosidad es mucho mayor lo que posiblemente indicaría un canal de flujo.

En la figura 67 se muestra una visualización en 3D de la muestra seca. Los valores de densidad en este estado serán los más bajos alcanzados durante todo el experimento.

Después de realizar la saturación con la salmuera dopada se escaneo la muestra, este se realizó a un voltaje de 140 Kv, una energía de 80 mA con un espaciado de 5 mm generándose un total de 30 imágenes y se determinó el mean CT y la densidad para la longitud de la muestra. Ver tabla 51.

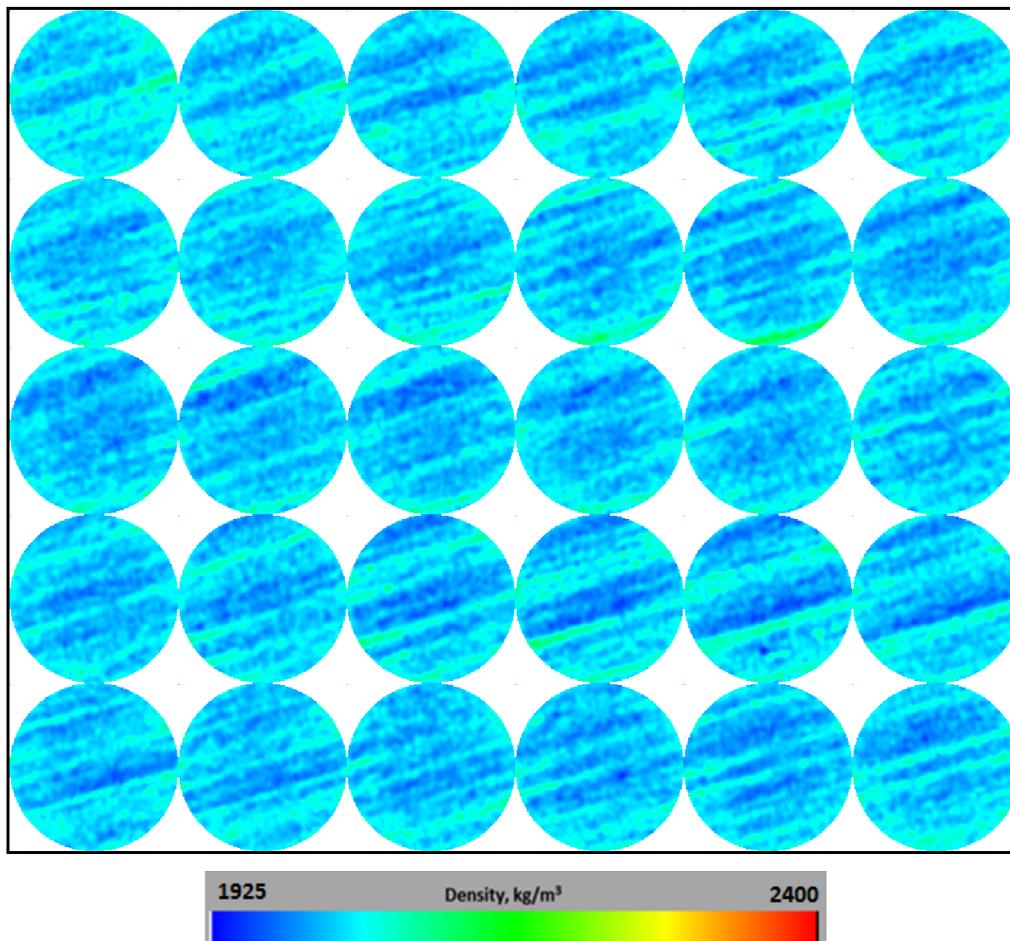


Figura 66. Imágenes de densidad roca seca B6.2

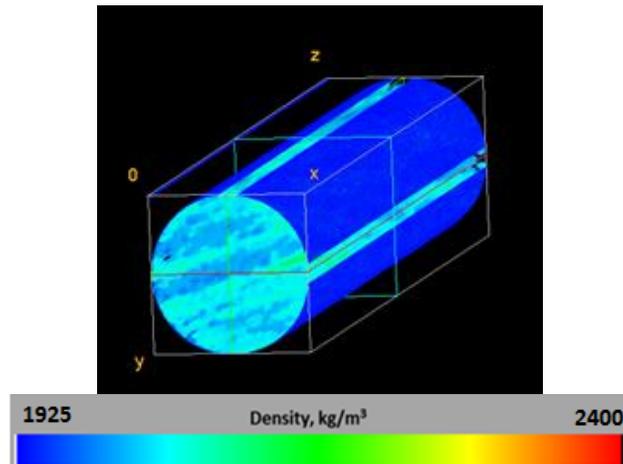


Figura 67. Visualización 3D, Imágenes de densidad roca seca B6.2

Se calculó el valor de densidad para cada slice usando la ecuación de la curva de calibración número 23.

$$\text{Densidad} = 0.824CT + 1125 \tag{23}$$

Se realizó el tratamiento de las imágenes de la muestra 100% saturada de agua y se convirtieron a un mapa de densidades, como es de esperar las zonas donde la densidad era más baja zonas azules cambiaron aumentando su valor a zonas amarillas y naranjas, ya que el agua dopada invadió esos espacios. Se aprecian algunos lugares verdes correspondientes a zonas donde la densidad de la muestra aumentó ligeramente en comparación con la muestra seca. Este cambio en densidad hace concluir que la saturación de la muestra no fue totalmente uniforme ya que existieron zonas en tipo de lámina que no fueron invadidas completamente.

Tabla 50.

Data de densidad, CT de la muestra 100% saturada con agua

mm	Mean Ct	Densidad
----	---------	----------

0	1488.45	2302.084
5	1480.28	2295.347
10	1481.81	2296.610
15	1480.85	2295.820
20	1481.12	2296.042
25	1483.17	2297.736
30	1485.03	2299.263
35	1482.26	2296.983

En la figura 69 se aprecia la visualización 3D de la muestra saturada al 100% de agua dopada, estas imágenes corresponden a los valores más altos de densidad debido a que el fluido inyectado es el único en el medio poroso y además al ser un fluido dopado su contraste de densidad es mayor.

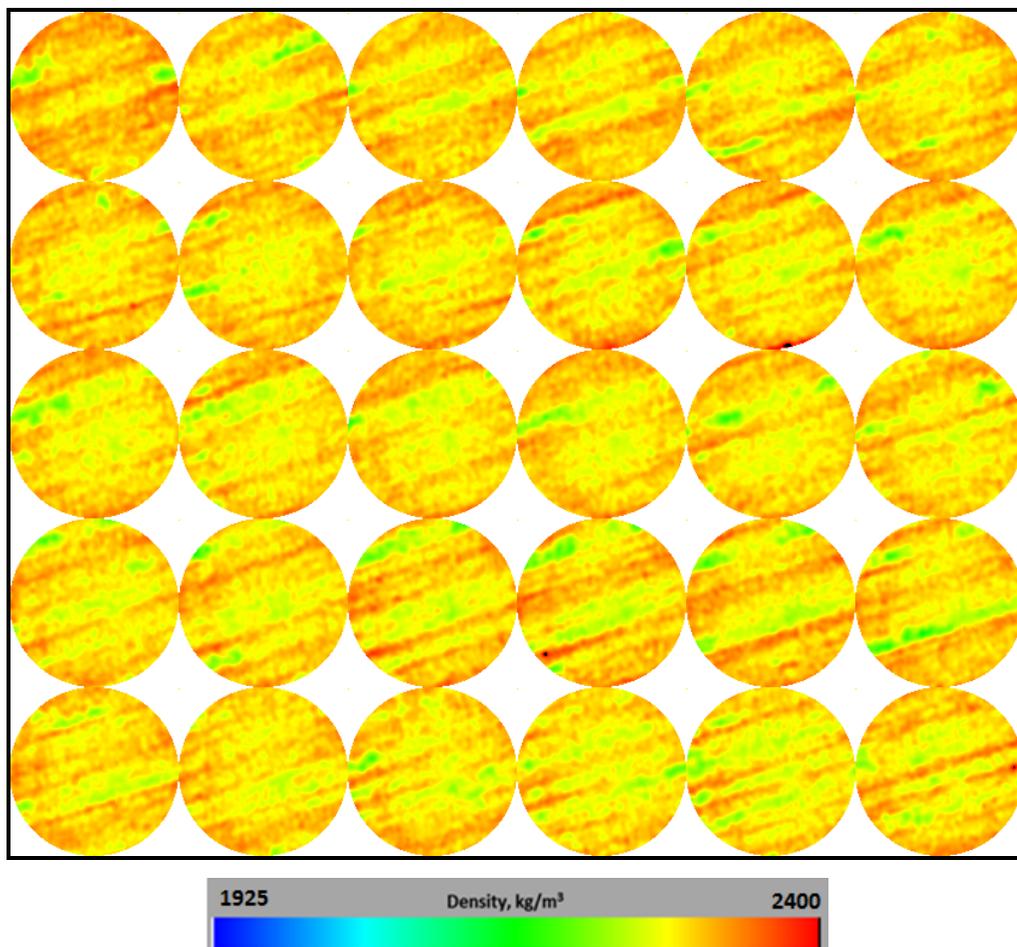


Figura 68. Imágenes de densidad de la roca 100% saturada salmuera dopada

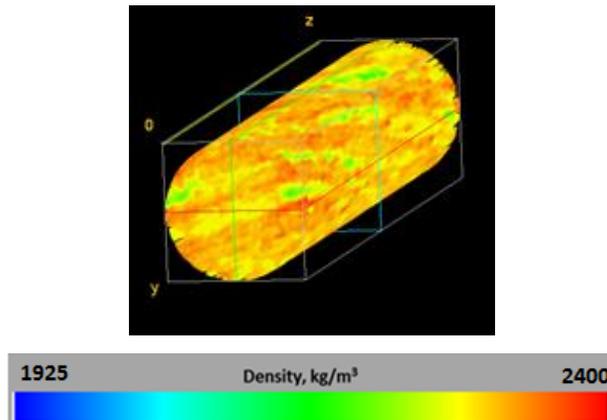


Figura 69. Visualización 3D. Muestra saturada 100%

Una vez finalizada la saturación de salmuera dopada al 100% se procedió a la inyección de aceite y su posterior escaneo, este se realizó a un voltaje de 120 Kv, una energía de 80 mA con un espaciado de 5 mm generándose un total de 30 imágenes y se determinó el mean CT y la densidad para la longitud de la muestra. Ver tabla 52.

Se calculó el valor de densidad para cada slice usando la ecuación de la curva de calibración número 24.

$$\text{Densidad} = 0.7601\text{CT} + 1148.3 \tag{24}$$

Tabla 51.

Data inyección de aceite

mm	Mean Ct	Densidad
0	1452.9913	2252.74739
5	1449.6028	2250.17179
10	1448.9492	2249.67499
15	1449.9426	2250.43007
20	1448.9956	2249.71026
25	1451.1807	2251.37115

30 1450.3235 2250.71959

Se realizó el tratamiento de las imágenes de la muestra al finalizar la inyección de aceite y se convirtieron a un mapa de densidades, en este caso se aprecia una disminución en los valores de densidad de la muestra representado en las tonalidades verdosas, debido que el aceite el cual no está dopado (menor densidad) desplaza el agua (dopada), dando así unos tonos de menor densidad, se puede apreciar que en la parte final la densidad fue mucho menor esto se traduce en una mayor cantidad de aceite presente, lo que asegura una mejor saturación en esta zona es decir en la longitud final de la muestra. Ver figura 70

En la figura 71 se aprecia la visualización 3D de la muestra al finalizar la inyección de aceite donde se muestra el primer, el décimo y el slice número 22 respectivamente. Se ve que en cada etapa de escaneo la densidad disminuye apreciándose más en el final de la muestra, esto debido a la invasión de aceite que desplazo el agua.

La figura 72 se muestra la comparación entre los estados finales de las diferentes etapas, estas imágenes corresponden a los slices 24 al 30 es decir al final de la longitud de la muestra, donde se aprecia con más claridad los efectos en cada parte de la muestra, empezando

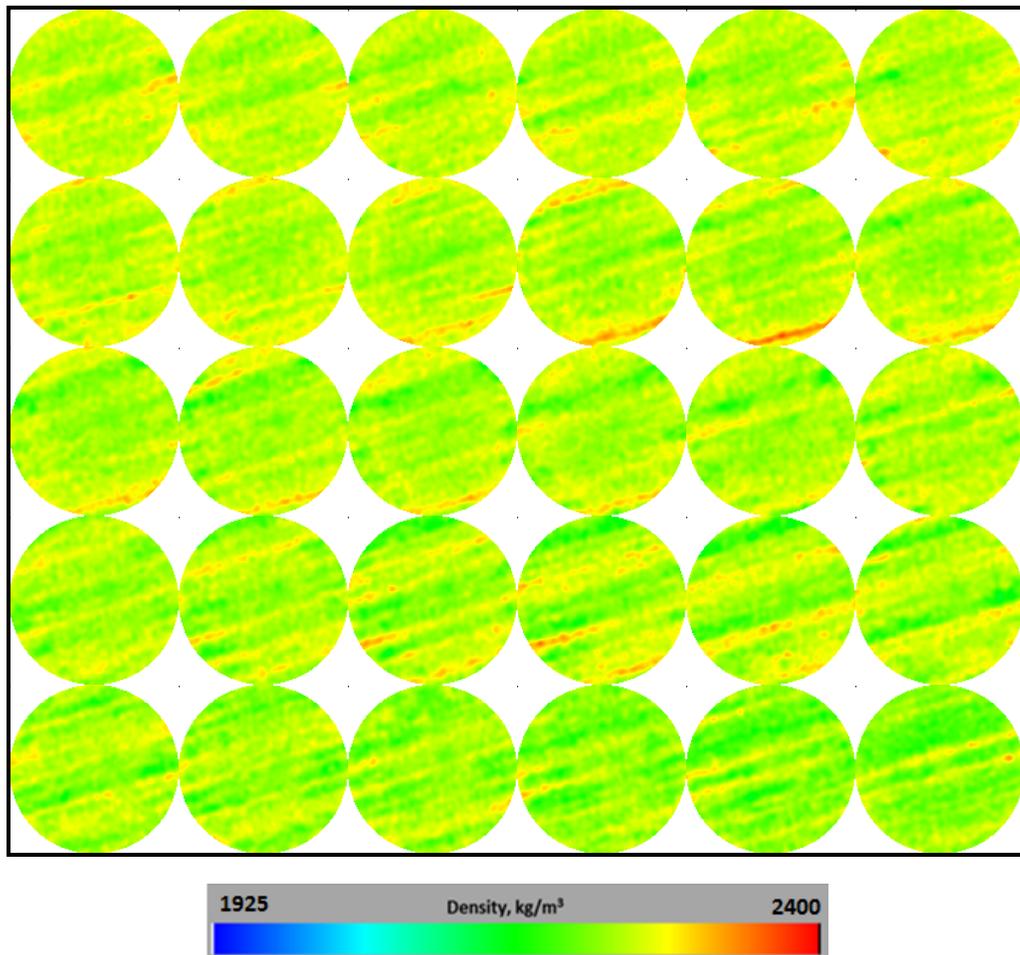


Figura 70. Imágenes de densidad de la roca al final de la inyección de aceite

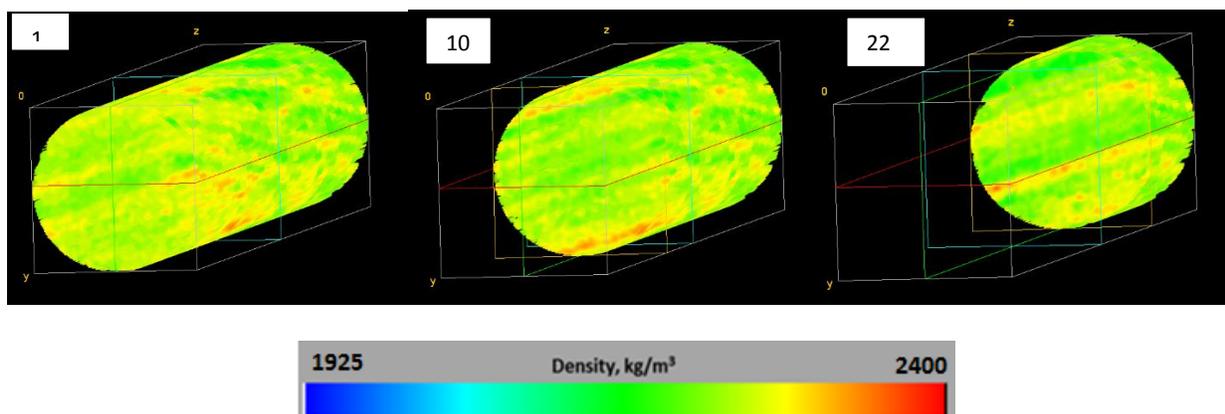


Figura 71. Visualización 3D. Muestra al finalizar la inyección de aceite

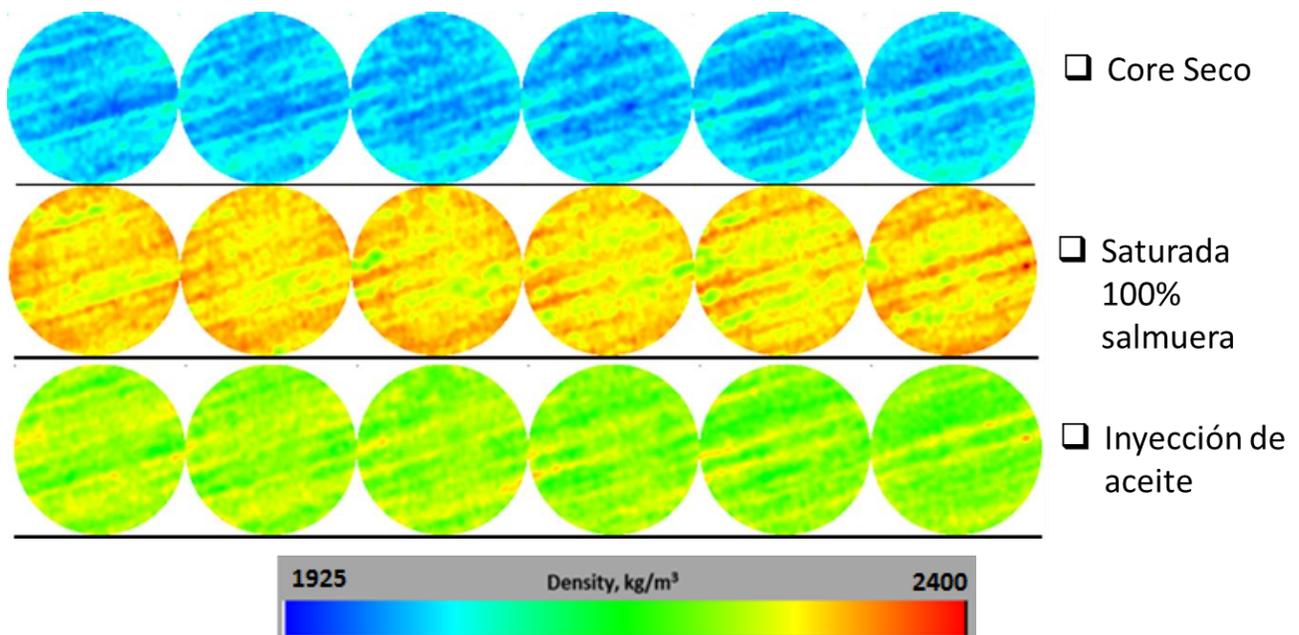


Figura 72. Comparación de los diferentes estados de la roca

En la muestra seca se encontraran los valores más bajos de densidad reflejado en diferentes zonas con color azul oscuro y claro, las zonas con colores azules oscuros corresponden a zonas donde la densidad es menor por ende es donde más espacio poroso se encuentra.

Una vez saturada la muestra con agua dopada esas zonas azules desaparecen casi por su totalidad cambiando a un color predominantemente amarillo, algunas pequeñas zonas un amarillo verdoso e incluso algunas áreas tonalidades naranjas indicando un aumento en la densidad, causado precisamente por la invasión de agua dopada al medio poroso, finalmente en la inyección de aceite se evidencia zonas donde predominan las tonalidades verdosas y un amarillo verdoso esto debido a que el aceite el cual posee un número CT mucho menor que el agua, invadió los espacios ocupados por esta desplazándola, lo que disminuyó su densidad, es importante decir que este efecto fue mucho más notorio en la parte final de la muestra.

Finalizada la saturación con aceite se procedió a la inyección de agua este escaneo se realizó a un nivel de energía de 120 Kv se tomaron 29 slices con un espaciamiento de 5 mm, en la tabla 53 se registran los valores CT y la densidad para los primeros 3 cm.

Se calculó el valor de densidad para cada slice usando la ecuación de la curva de calibración número 25

$$\text{Densidad} = 0.7601\text{CT} + 1165.8 \tag{25}$$

Se realizó el tratamiento de las imágenes de la muestra al finalizar la inyección de agua y se convirtieron a un mapa de densidades, como es de esperar las zonas donde la densidad era más baja (colores verdosos) cambiaron aumentado su valor (tonalidades más amarillas), ya que el agua dopada desplazo al aceite de una menor densidad.

Tabla 52.

Data escaneo inyección de agua

mm	Mean Ct	Densidad
0	1476.13	2287.94
5	1469.22	2282.38
10	1469.90	2282.70
15	1466.39	2280.23
20	1466.02	2279.91
25	1464.92	2279.74
30	1462.33	2277.98

Se aprecian zonas con tonalidades naranjas lo que indica que el agua barrió efectivamente el aceite sin embargo hay zonas con tonos verdes mostrando que el agua no tuvo una eficacia completa, se puede apreciar ciertas laminaciones en la muestra donde hay zonas de mayor densidad intercaladas por zonas de menor densidad, lo que hace concluir que la muestra no es del todo homogénea.

De manera general se ve que en la primera zona de la muestra es decir desde el slice 1 hasta el 12 el aumento de la densidad fue mucho mayor que en los posteriores slices, lo que muestra que la inyección de agua fue mucho más efectiva en la cara de muestra y en la zona cercana a esta, por el contrario en los últimos slices tomados a la muestra se evidencia zonas con tonos verdosos lo que indica que una gran cantidad de aceite fue bypaseada por el agua. Ver figura 73.

En la figura 74 se aprecia la visualización 3D de la muestra al finalizar la inyección de agua donde se muestra el primer, el décimo y el slice número 22 respectivamente. Se aprecia que en la primera porción de muestra comprendida entre el slice 1 y el 10 la densidad es mucho mayor mientras que al final de la muestra la densidad es baja indicando zonas de aceite mostrando que agua no alcanzo a invadir estas zonas.

Finalmente se procedió a la inyección de polímero, el escaneo se hizo a esa final de inyección con un nivel de energía de 120 Kv y 80 mA se tomaron 30 slices con un espaciamento de 5 mm, en la tabla 51 se registran los valores CT y la densidad para los primeros 3 cm.

Se calculó el valor de densidad para cada slice usando la ecuación de la curva de calibración número 26.

$$\text{Densidad} = 0.7601\text{CT} + 1174.2 \tag{26}$$

Tabla 53. Data escaneo inyección de polímero 1000 ppm

mm	Mean Ct	Densidad
0	1490.6797	2307.23774
5	1478.6722	2298.110839
10	1475.9785	2296.063358
15	1475.3778	2295.606766
20	1474.2891	2294.779245
25	1477.5284	2297.241437
30	1477.1138	2296.926299

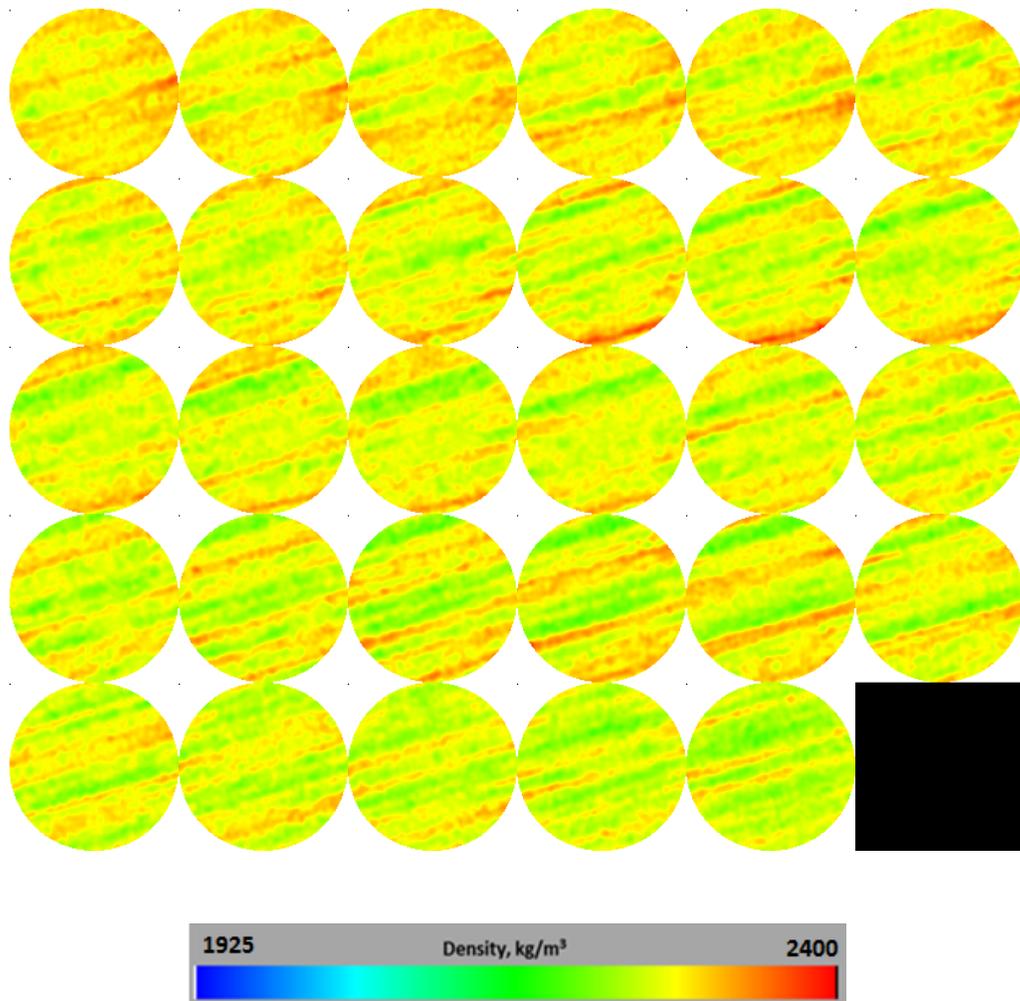


Figura 73. Imágenes de densidad de la roca al final de la inyección de agua

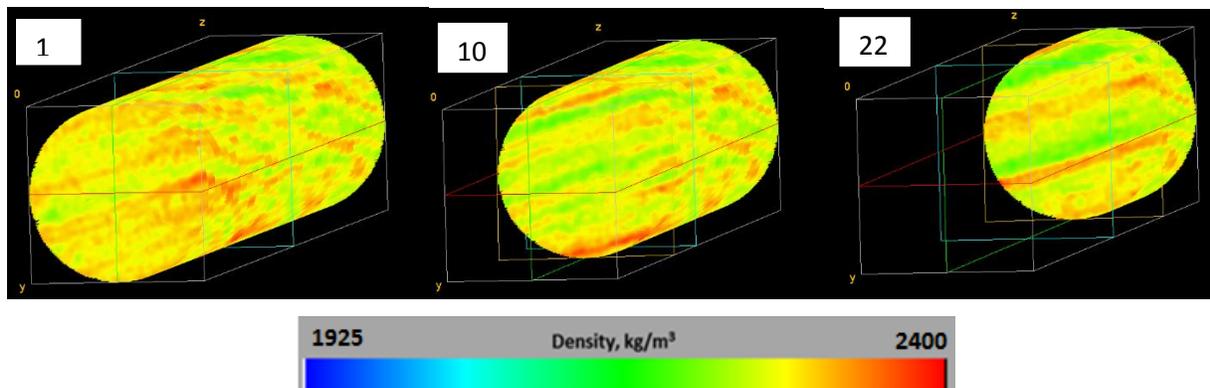


Figura 74. Visualización 3D. Mapa de densidades al finalizar la inyección de agua

Al finalizar la inyección de polímero a una concentración de 1000 ppm se realizó el tratamiento de las imágenes de la muestra y se convirtieron a un mapa de densidades, se evidenciaron cambios relevantes.

En la figura 75 se evidencia que en los primeros slices entre la 1 y la 12 es decir en los primeros 60 mm de la muestra la densidad aumento, esto se atribuye al efecto del polímero el cual desplazo el aceite presente, mostrando un cambio de color en las imágenes pasando de colores amarillos verdosos a amarillos más intensos así como a tonalidades naranjas.

En la parte media de la muestra se evidencio un aumento menos pronunciado en la densidad, sin embargo en la parte final de la muestra algunas zonas que al finalizar la inyección de agua estaban en tonalidades verdosas siguieron con la misma tonalidad por lo que la efectividad del polímero no se evidencio esto debido a una degradación del polímero después de alcanzar la mitad de la muestra.

En la figura 76 se aprecia la visualización 3D de la muestra al finalizar la inyección de polímero con una concentración de 1000 ppm donde se muestra el primer, el décimo y el slice número 22 respectivamente.

Se evidencia en la primera imagen un aumento en la densidad al igual que en la décima imagen sin embargo en la parte final esta se mantuvo prácticamente similar a la imagen obtenida en la inyección de agua.

En la figura 77 se visualiza la muestra en 3D una vez finalizada la inyección de agua y en la figura 78 una vez finalizada la inyección de polímero, en esta se aprecia que en la cara de la muestra así como en la primera zona existe un notorio aumento en la densidad en comparación con la inyección de agua es decir el polímero efectivamente desplazo parte del aceite contenido en la muestra.

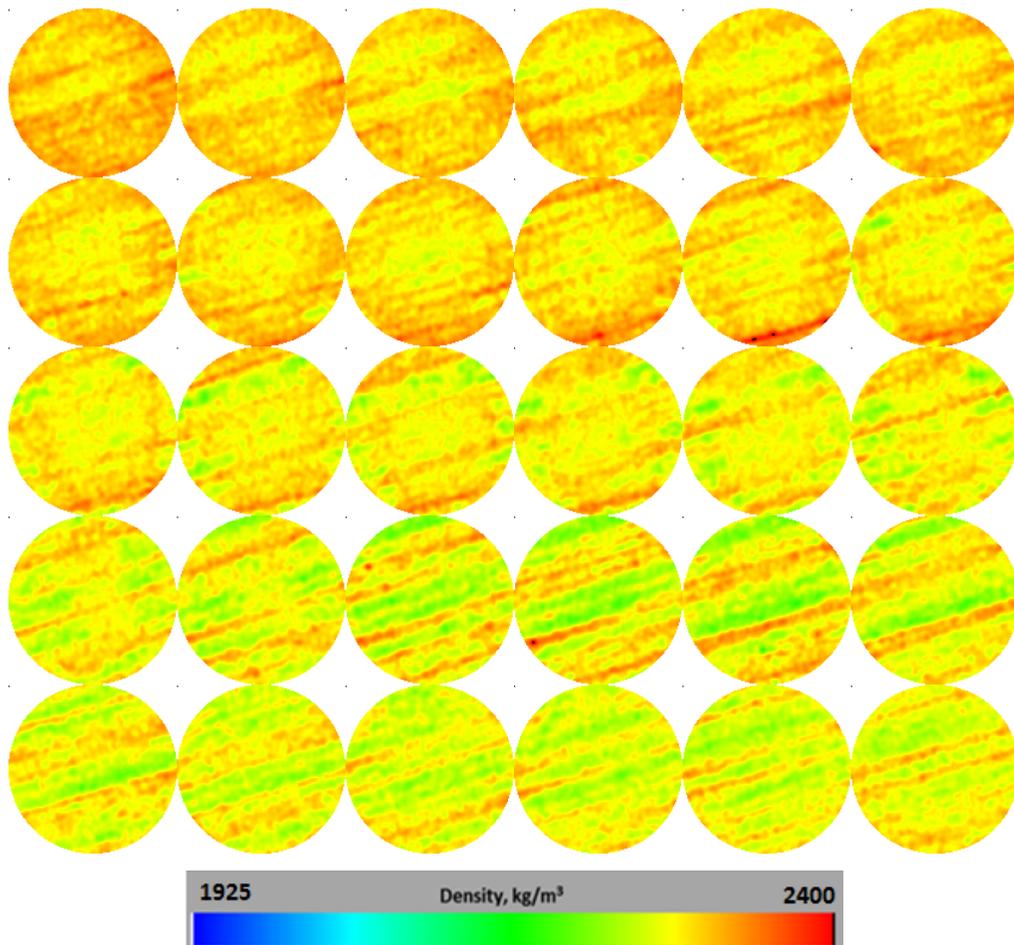


Figura 75. Imágenes de densidad de la roca al final de la inyección de polímero

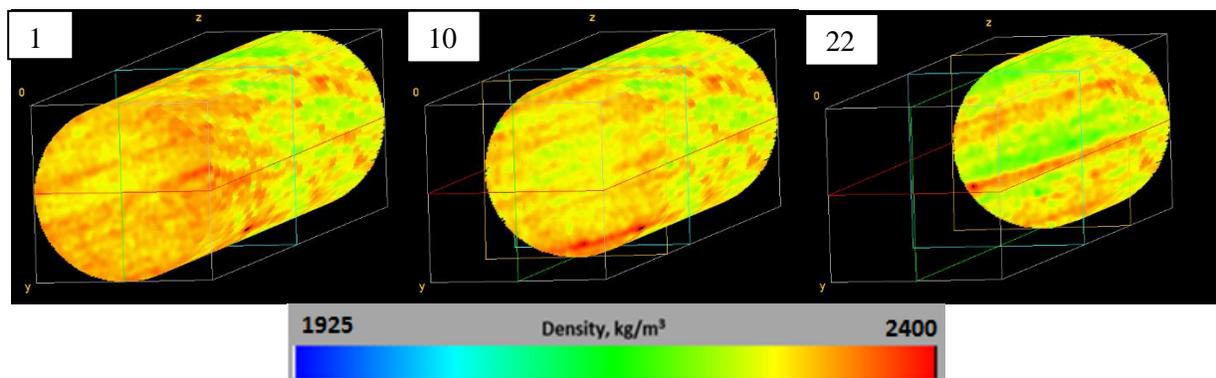


Figura 76. Visualización 3D. Mapa de densidades al finalizar la inyección de polímero

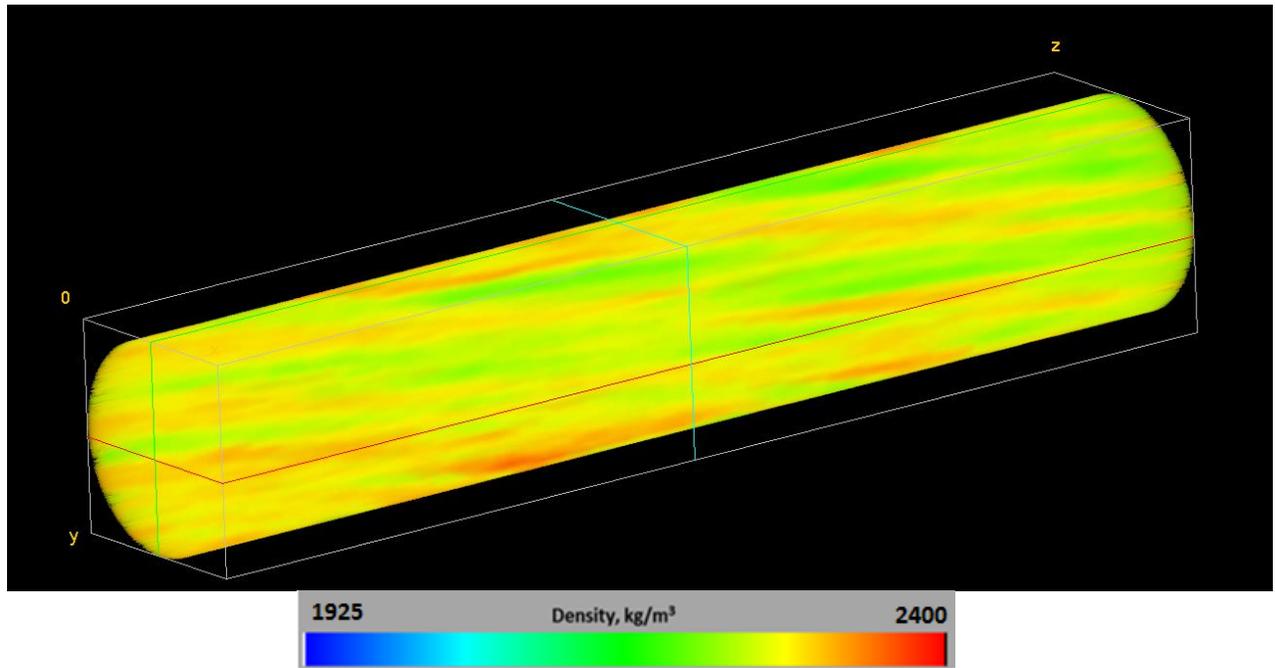


Figura 77. Visualización 3D. Mapa de densidades al finalizar la inyección de agua

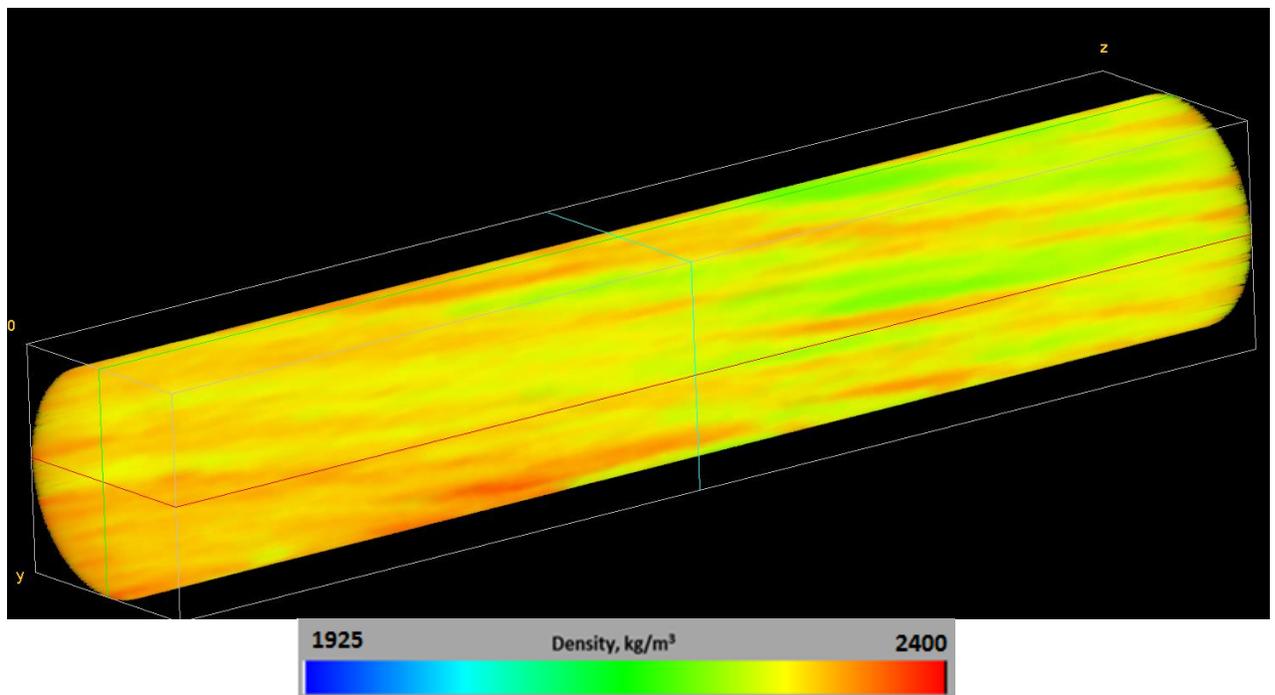


Figura 78. Visualización 3D. Mapa de densidades al finalizar la inyección de polímero.

La efectividad del polímero fue notoria hasta la sección media de la muestra, una vez superada esta longitud la degradación del polímero fue evidente ya que la distribución de densidad en la muestra fue similar a la de la inyección de agua.

Finalmente se realizó el escaneo de la muestra al finalizar el segundo bache de polímero de una concentración de 2000 ppm este se realizó a las mismas condiciones que en la inyección del primero bache. Se aplicó el mismo procedimiento de obtención de densidad mediante la ecuación de la curva de calibración número 27.

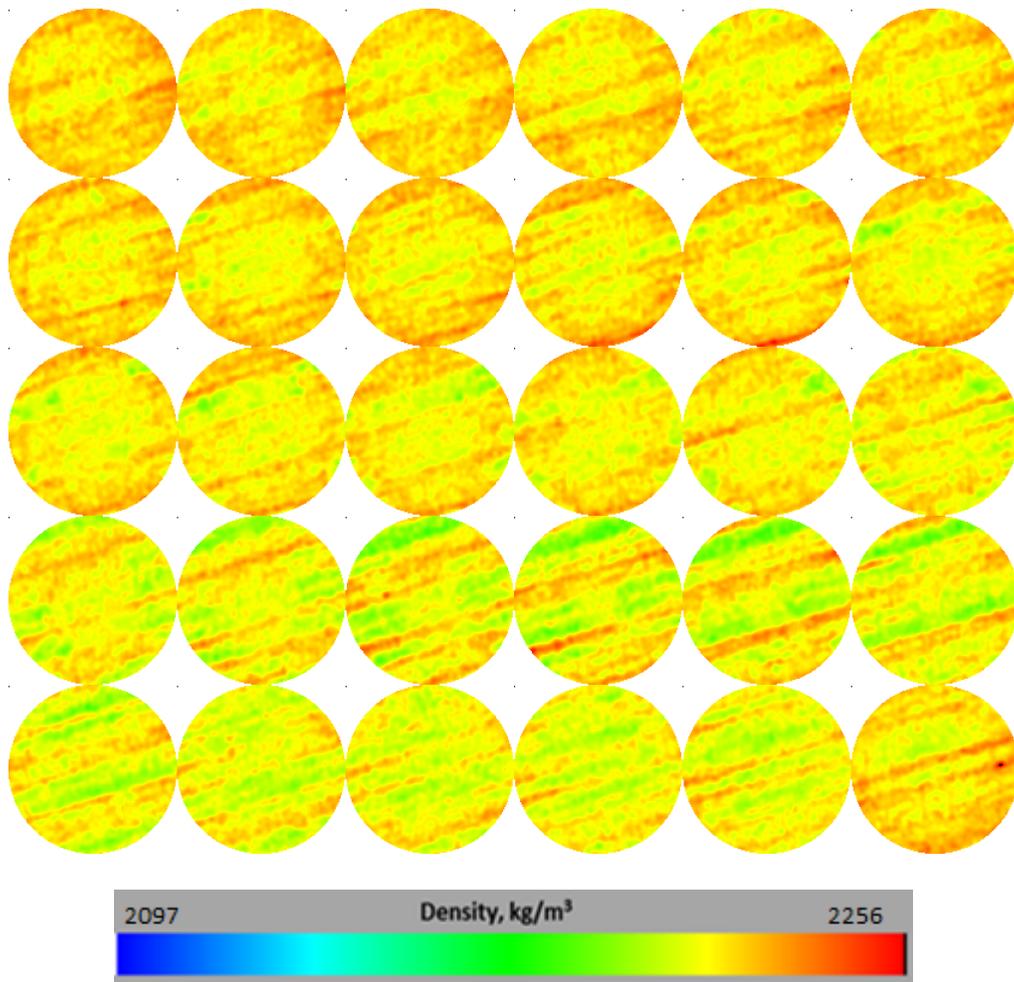
$$\text{Densidad} = 0.7601\text{CT} + 1171.9 \tag{27}$$

En la tabla 55 se registran los valores CT y la densidad para los primeros 3 cm.

Tabla 54. Data escaneo inyección de polímero 2000 ppm

mm	Mean Ct	Densidad
0	1481.778	2298.19
5	1475.297	2293.26
10	1475.365	2293.31
15	1473.509	2291.90
20	1473.163	2291.64
25	1475.416	2293.35
30	1476.863	2294.45

Se realizó el tratamiento de las imágenes de la muestra al finalizar la inyección del segundo bache de polímero de mayor concentración y se convirtieron a un mapa de densidades, la cual se muestra en la figura 79, en esta no se observa ningún cambio de consideración en la distribución de densidades en comparación con la inyección del primer bache del polímero por lo que el efecto del aumento de la concentración no fue efectiva y no altero la saturación de aceite en la muestra.



Figuran 79. Imágenes de densidad de la roca al final de la inyección de polímero 2

Finalmente en la figura 80 se hace una comparación de las diferentes imágenes para las distintas etapas de inyección donde se aprecia unos canales de flujo zonas donde la densidad es menor en la etapa de inyección de agua estas zonas no se presentan una vez inyectado el polímero a una concentración de 1000 ppm esto se ve reflejado en el cambio de densidad el cual toma un color amarillo con una tonalidad más oscura llegando a tonalidades naranjas, sin embargo durante la inyección de polímero a 2000 ppm no se aprecia ningún cambio en mapeo de densidades de la

muestra por lo cual se infiere que un aumento en la concentración del polímero no es una alternativa útil para aumentar la producción de aceite.

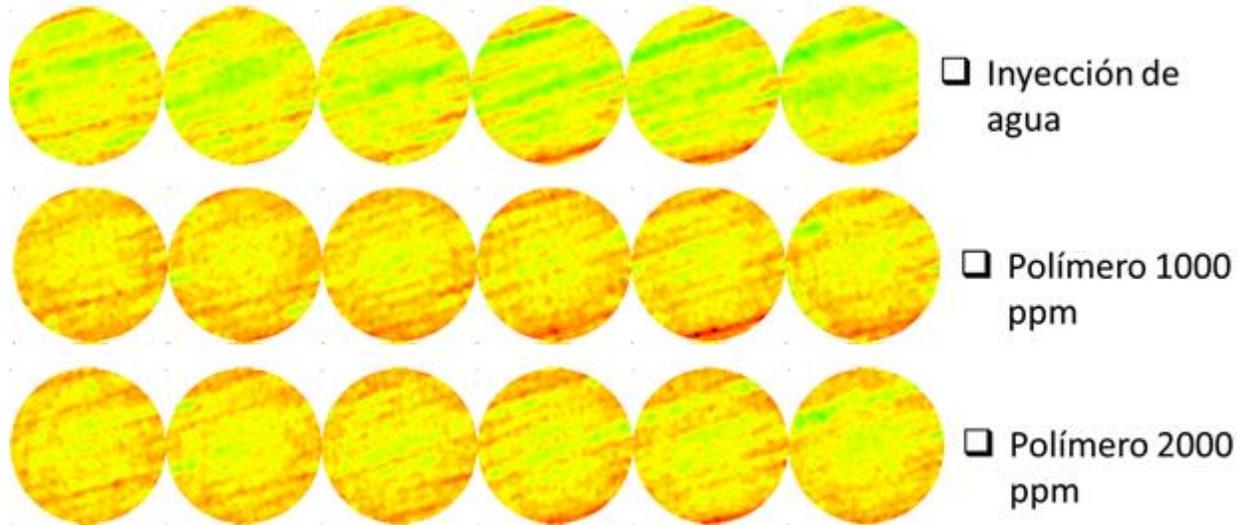


Figura 80. Comparación entre los estados finales de inyección de la roca

3.6 Análisis cuantitativo con tomografía computarizada

3.6.1 Perfil de porosidad A partir de los datos arrojados por el equipo de tomografía computarizada se pueden calcular diferentes propiedades en el medio poroso una de ellas es el perfil de porosidad, si bien los métodos convencionales de medición de porosidad solo proporcionan un valor promedio con el análisis con tomografía computarizada se pueden detectar heterogeneidades en la muestra mediante la distribución de la porosidad a lo largo de la misma.

Para el cálculo de la distribución de porosidad se tiene que la relación está en función de la ecuación:

$$\varnothing = \frac{\rho_B - \rho_g}{\rho_{air} - \rho_g} \tag{28}$$

En donde:

ρ_B : Densidad de roca (Bulk)

ρ_g : Densidad de grano

ρ_{air} : Densidad del aire

Asumiendo la densidad del aire de 1 kg/m^3 se tiene que la densidad de grano es:

$$\rho_g = \frac{\rho_B}{1 - \emptyset} \quad (29)$$

Para el caso de la muestra la densidad de la roca fue de 2037.2 kg/m^3 , se calculó la densidad de grano mediante la ecuación 18, dando un valor de 2628.27 kg/m^3 , asumiendo la porosidad obtenida por métodos convencionales se calculó la densidad de grano por medio de tomografía dando un valor de 2617 kg/m^3 obteniéndose un porcentaje de error de 0.44%.

En la figura 81 se muestra la distribución de porosidades al aire versus la distancia en donde en la parte inicial de la muestra (0-60 mm) posee una porosidad ligeramente menor a la del promedio lo que se verá reflejado en una densidad un poco mayor en la muestra. Sin embargo observo que la distribución de porosidad es relativamente homogénea desde la parte media de la muestra hasta la final.

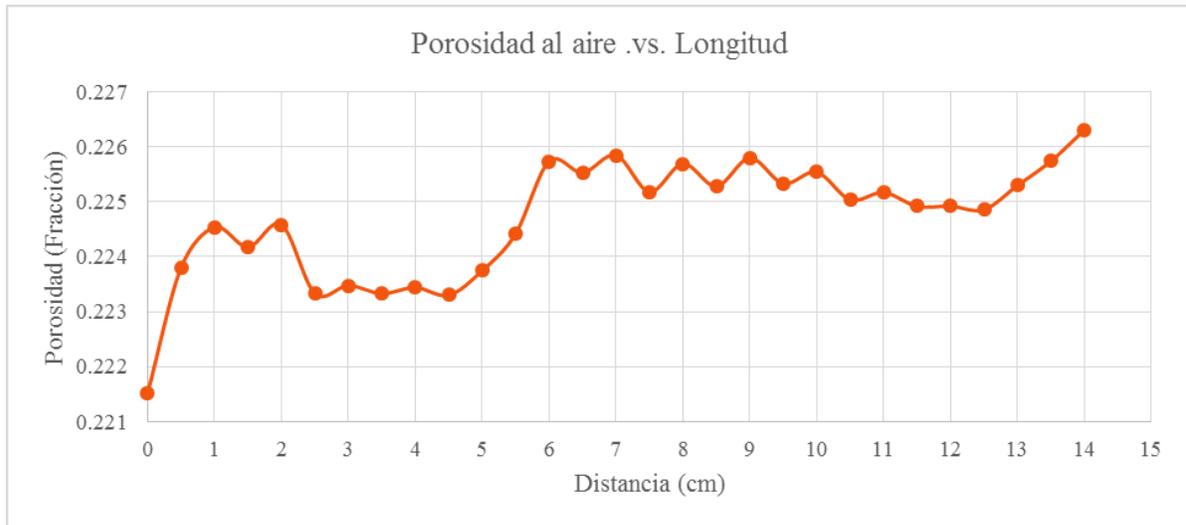


Figura 81. Distribución de porosidad al aire

Se calculó la porosidad al agua de manera convencional mediante las siguientes ecuaciones

$$Vp = \frac{\pi}{4} * D^2 * L * \phi \tag{30}$$

$$\phi = \frac{Vp}{Vroca} \tag{31}$$

Se determinó el volumen poroso por saturación y se reemplazó en la ecuación número 20, ya que el volumen de la roca era conocido se pudo calcular la porosidad dando un valor de 0.213.

Para el cálculo de la porosidad al agua usando tomografía computarizada se utilizó la ecuación 28 reemplazando la densidad del aire por la densidad del fluido, este valor fue de 1100 kg/m³ lo que se aleja un poco al valor medido en laboratorio para la salmuera dopada el cual fue de 1007 kg/m³ lo que corresponde a un porcentaje de error del 8.45 %; sin embargo el valor de porosidad al agua calculado con tomografía fue de 0.213 dando un porcentaje de error del 4.18

% en comparación con el valor obtenido convencionalmente . En la tabla 56 se muestra el resumen de las medidas.

Tabla 55. Comparación de la porosidad promedio al agua

Porosidad promedio al agua por balance de masa	Porosidad promedio al agua por TC	% Error
0.222	0.213	4.18

En la figura 82 se muestra la distribución de porosidad al agua de la muestra la cual posee un comportamiento similar a la distribución de porosidad al aire, en la cual la parte inicial entre (0 y 60 mm) se evidencia un valor relativamente menor mientras que en la parte media la distribución de porosidad es más homogénea.

3.6.2 Perfil de densidad. El perfil de densidad aparente calculado con tomografía para la muestra seca y saturada con salmuera dopada al 100 % en estado final se muestra en la figura 83.

Se aprecia una tendencia similar para cada slice del escaneo lo que asegura que los resultados son congruentes entre sí. Los valores de densidad obtenidos con la muestra seca corresponden a los valores más bajos registrados durante toda la prueba (escala de la derecha) mientras que el escenario con mayor densidad aparente (escala de la izquierda) se tiene cuando el núcleo está saturado con salmuera dopada ya que este fluido es el que posee una mayor densidad para las condiciones de la prueba.

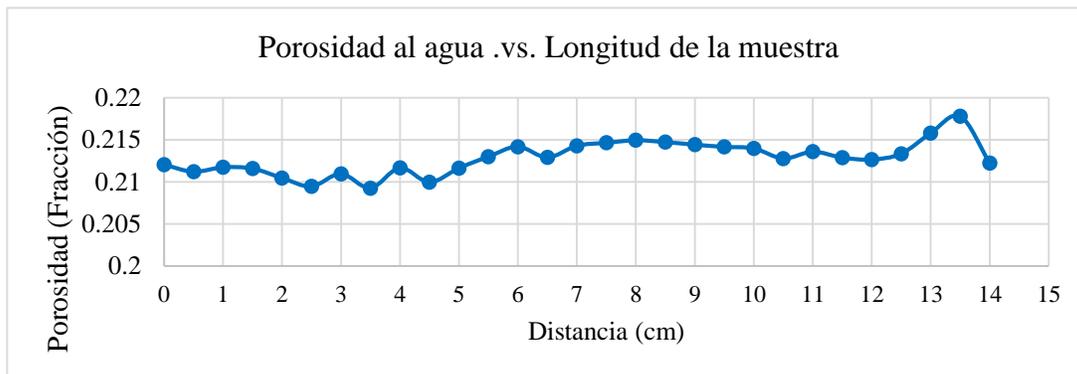


Figura 82. Distribución de porosidad al agua

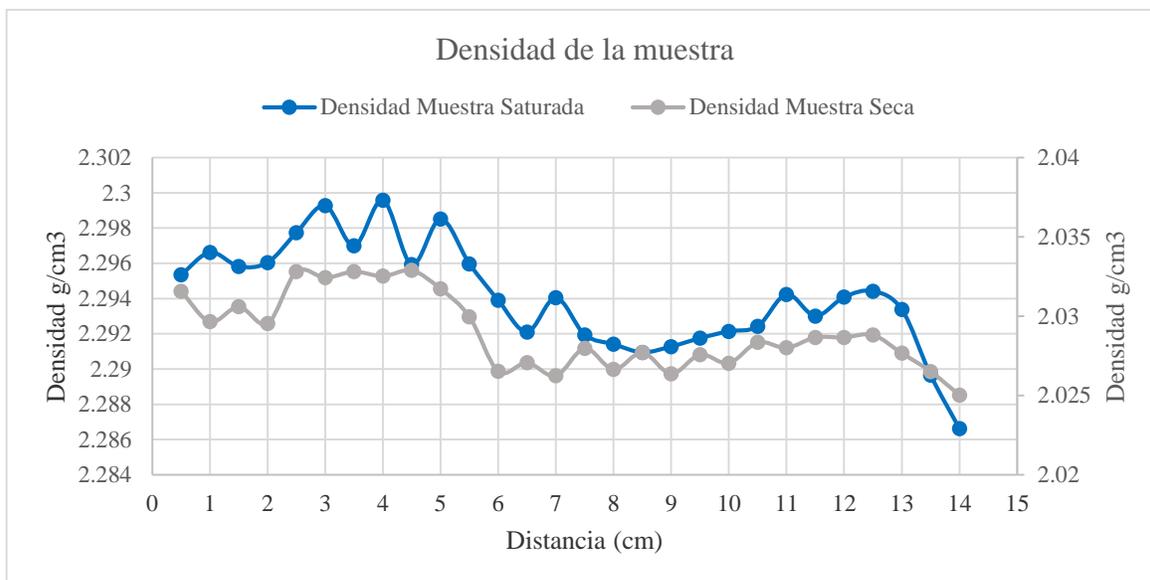


Figura 83. Tendencia entre la densidad de la muestra seca y saturada

La figura 84 muestra la densidad de la muestra saturada con aceite versus la distancia de la muestra junto con las curvas de la densidad de la muestra seca y la densidad de la muestra saturada de agua al 100% para un mismo eje de densidades, estas dos distribuciones de densidad aparente corresponden a los valores extremos de densidad para la prueba por lo que las demás inyecciones deben estar entre este intervalo de densidades, como es el caso de la muestra saturada con aceite en la cual el valor de densidad disminuyo con respecto a la muestra saturada con salmuera debido al desplazamiento del agua por parte del aceite, el rango comprendido entre

la distribución de densidades respecto a la saturación de aceite y la muestra saturada con salmuera corresponderá a la cantidad de aceite disponible en la muestra.

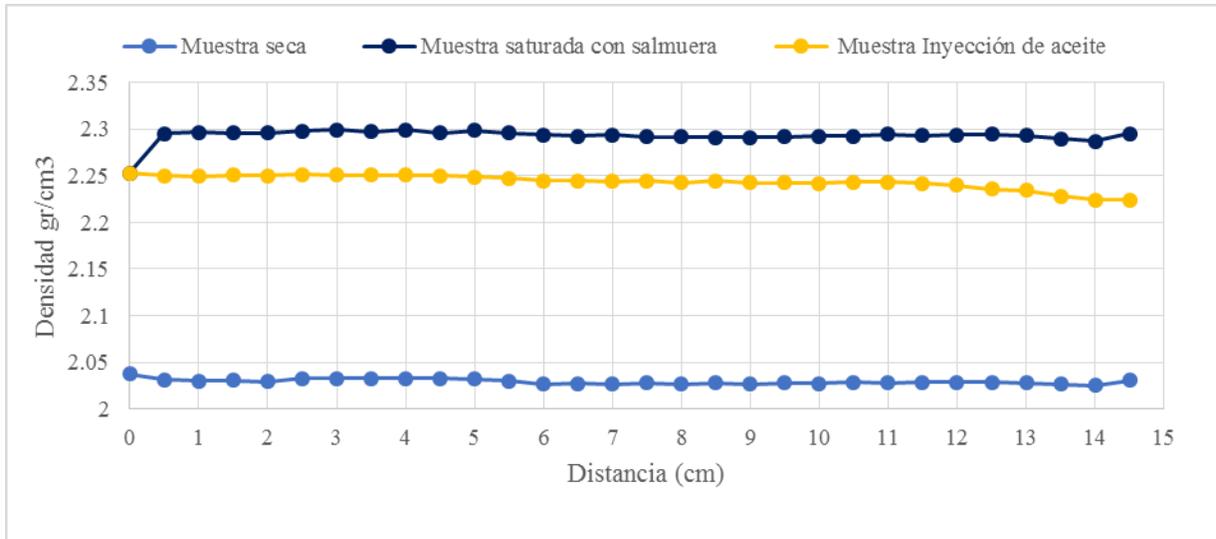


Figura 84. Perfiles de densidad (seca, agua 100%, aceite) vs distancia

Se graficó la densidad de la muestra al finalizar la inyección de agua versus la longitud de la muestra, junto con las distintas etapas de inyecciones anteriores, en donde como es de esperar la curva se encuentra entre la densidad de la roca 100% saturada de agua y la roca seca, además la curva se encuentra justo por encima de la curva de densidad saturada de aceite, esto es debido a que el agua de inyección la cual posee un número CT mayor desplazo gran parte del aceite que se encontraba en la roca, cambiando la distribución de densidades de la muestra aumentando la densidad a lo largo del medio poroso. Ver figura 85

La etapa final de la prueba consistió en la inyección del polímero a dos diferentes concentraciones, se graficó la densidad a la etapa final de inyección a una concentración de 1000 ppm. Es de inferir que esta distribución de densidad se ubicaría entre la curva de inyección de agua y la de la muestra saturada al 100%. Para este caso se observó un gran aumento en la

densidad a una distancia inicial del núcleo hasta los 7.5 cm en comparación con la densidad al finalizar la inyección de agua.

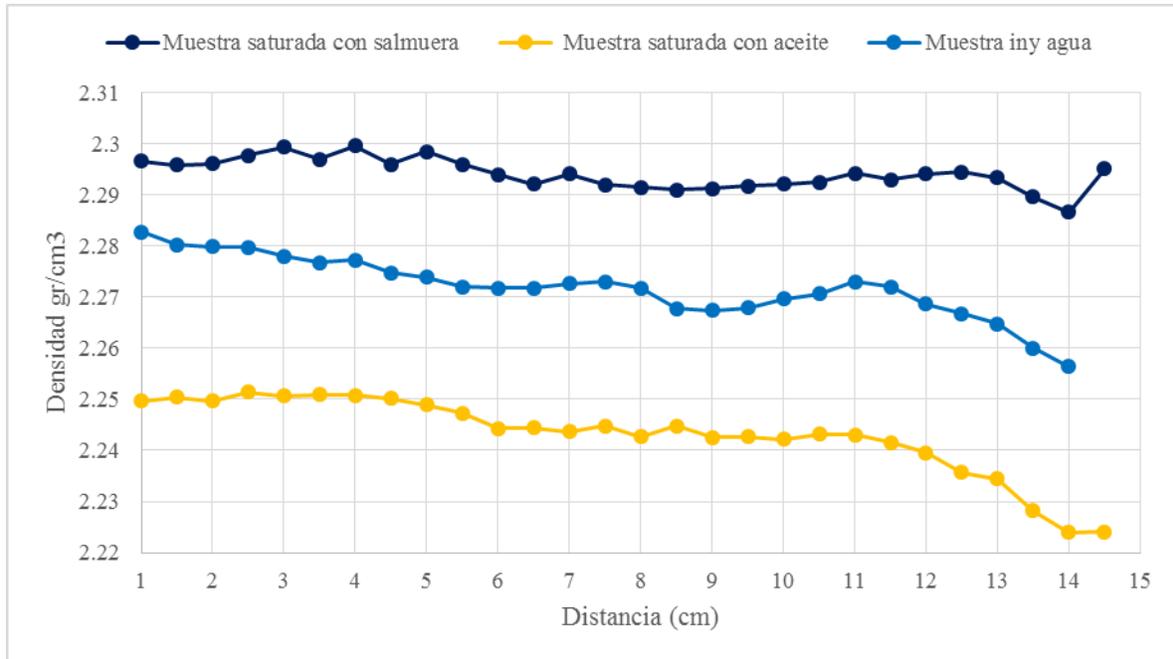


Figura 85. Perfiles de densidad (agua 100%, aceite, inyección de agua) vs distancia

Este aumento fue tal que la curva de distribución de densidades del polímero superpone la curva de la saturada con salmuera, esto quiere decir que la reducción de densidad fue tal que en esta zona la cantidad de aceite es mínima, sin embargo después de los 8 cm las curvas se separan por lo que la efectividad del polímero aumentando la densidad de la muestra es decir desplazando el aceite no fue alta de hecho fue muy similar a la de la inyección de agua, infiriéndose así que la solución polimérica se había degradado después de este punto, perdiendo viscosidad y por ende la eficiencia del método. Ver figura 86.

Para la etapa de inyección final del polímero a 2000 ppm como es de esperar según el análisis realizado con las imágenes obtenidas donde el cambio en el mapa de saturaciones era despreciable se muestra la curva de densidad aparente ver figura 87 la cual se superpone en casi

su totalidad a la del bache de polímero de 1000 ppm, por lo cual se ratifica que efecto del aumento de la concentración no se vio reflejado en una producción significativa de aceite para así generar un cambio en la distribución de densidades dentro del medio.

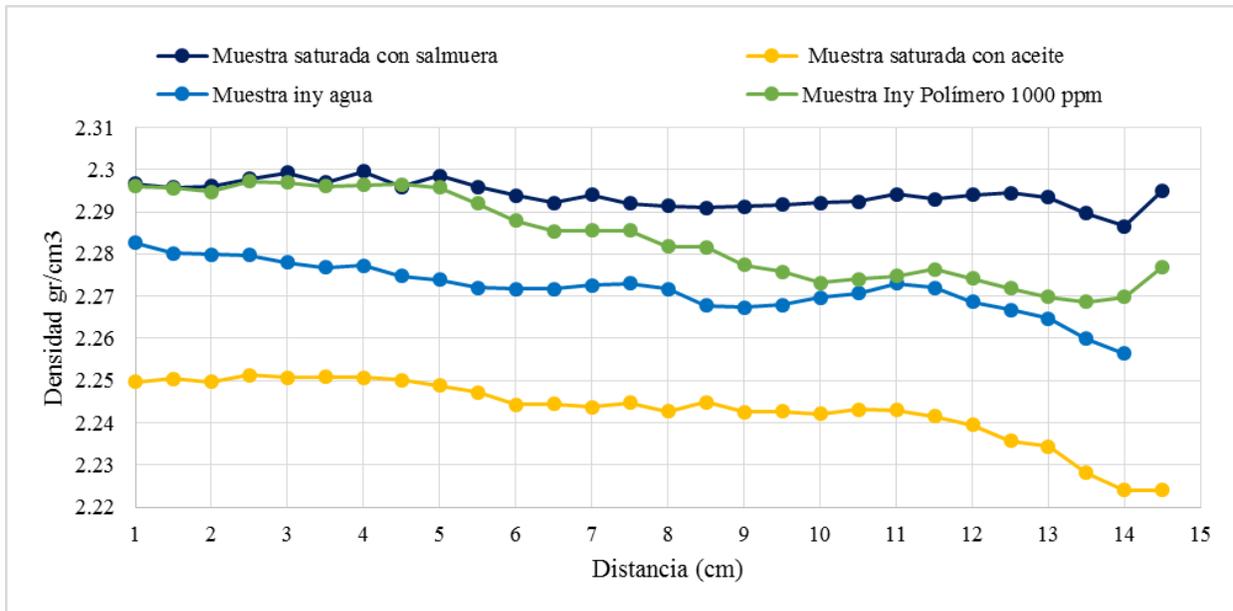


Figura 86. Perfiles de densidad (inyección de agua, inyección de polímero) vs distancia

3.6.3 Perfil de saturaciones. Un cálculo muy útil para evaluar una prueba de desplazamiento es el perfil de saturaciones en el medio poroso este es proporcionado con la herramienta de tomografía computarizada para las diferentes etapas de inyección.

En la etapa de inyección de aceite se calculó saturación de aceite por cada slice con la siguiente ecuación:

$$S_{pS} = \frac{\rho_B - \rho_g + \phi(\rho_g - \rho_w)}{\phi(\rho_o - \rho_w)} \tag{32}$$

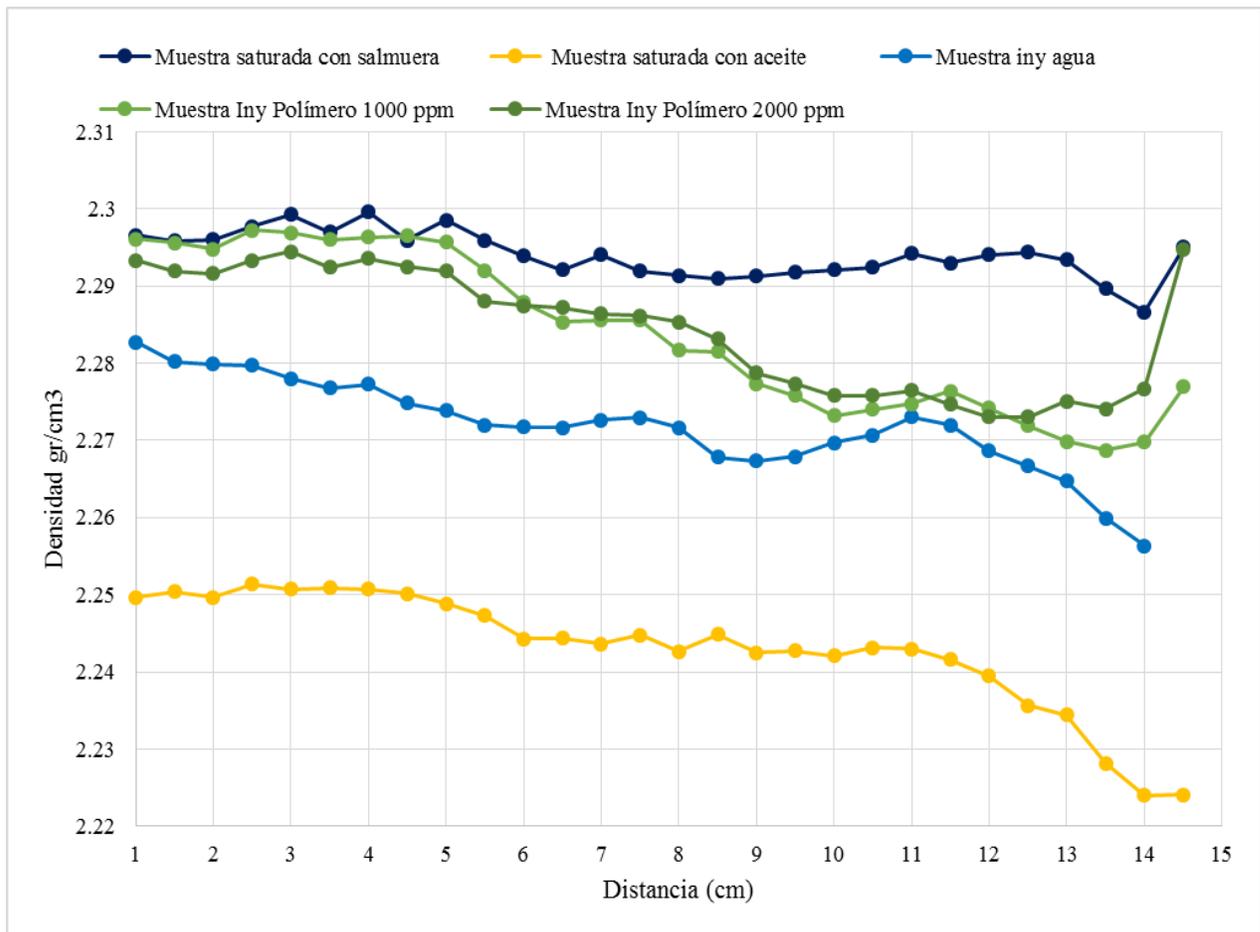


Figura 87. Perfiles de densidad (inyección de agua, inyección de polímero 2) vs distancia

Es importante resaltar que el valor calculado en laboratorio correspondiente a la densidad de aceite fue de 877 kg/m³, este valor calculado con tomografía fue de 717 kg/m³ dando un error del 18.24%.

Una vez obtenido este valor de saturación se procedió al cálculo del promedio ponderado de saturación mediante la siguiente ecuación:

$$S_o = \frac{\sum_{i=1}^n S_{ps} * \phi_i}{\sum_{i=1}^n \phi_i} \tag{33}$$

La cual relaciona la saturación de cada slice con la porosidad calculada para la misma dando un valor de 0.6. Este se comparó con la saturación obtenida por medio del balance de materia el cual fue de 0.572 obteniendo un porcentaje de error del 4.92%.

En la figura 88 se muestra la distribución de saturaciones al finalizar la inyección de aceite la cual fue estable a lo largo de core en una distancia entre 0 y 120 mm manteniendo un valor de 0.55 mientras que en la etapa final (120-145mm) la saturación aumento alcanzo un valor cercano al 0.8, pero de manera general la distribución de aceite fue homogénea durante toda la muestra.

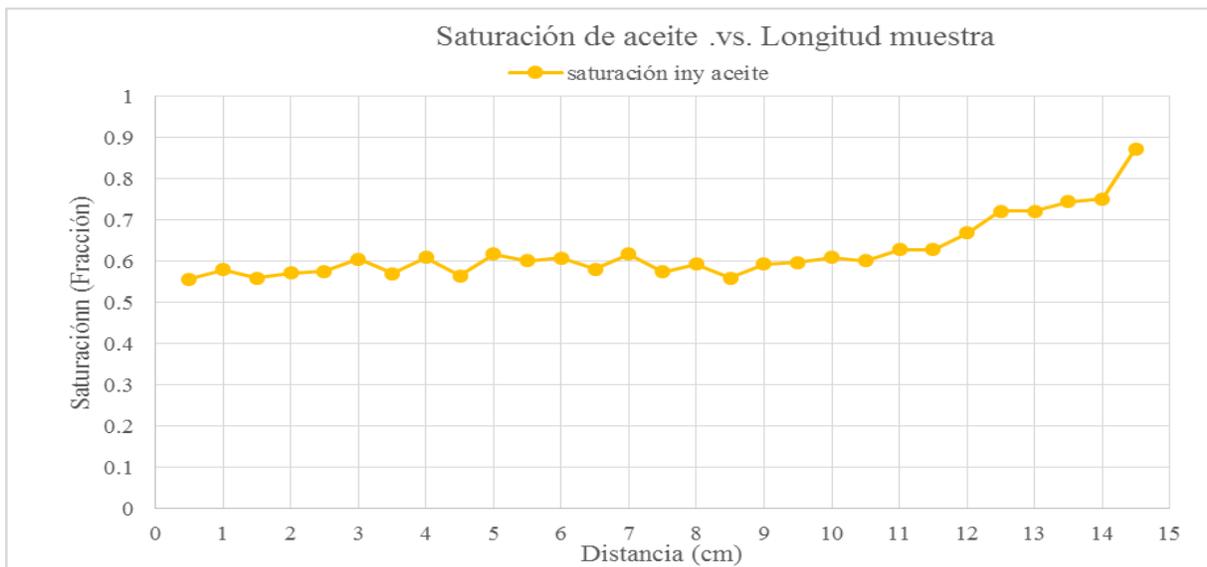


Figura 88. Distribución de saturación al finalizar la inyección de aceite

Para el cálculo de saturaciones en la etapa de inyección de agua y en la etapa de inyección de polímero a las diferentes concentraciones se usaron las ecuaciones 32 y 33, y se compararon con las obtenidas con el balance de materia, en la tabla 57 se muestran los valores obtenidos por los dos diferentes análisis con su respectivo porcentaje de error.

Tabla 56. Comparación saturación de aceite con balance de masa y TC

Etapa	Saturación de aceite con TC	Saturación de aceite balance masa	de % con error de
Saturación con aceite	0.60	0.579	3.55
Inyección de agua	0.2427	0.2553	4.93
Inyección de polímero 1000 ppm	0.1628	0.1565	3.84
Inyección de polímero 2000 ppm	0.1539	0.148	3.38

En la figura 89 se muestra el perfil de saturaciones de las diferentes etapas de inyección, en esta se evidencia que al finalizar la inyección de agua la saturación de aceite disminuye considerablemente a valores cercanos al 25%, es importante resaltar el efecto marcado de la inyección de agua en la reducción de la saturación esto debido a los grandes volúmenes porosos de agua inyectados.

Por su parte para la curva de saturación una vez finalizado el primer bache de polímero correspondiente a una concentración de 1000 ppm, la saturación de aceite disminuye considerablemente a valores cercanos al 15% en las primeras zonas de la roca (0-7.5) cm, es importante resaltar que a una distancia superior a 100 mm la reducción en saturación fue casi nula, evidenciando que el polímero no fue efectivo en esta zona lo que confirma una degradación del polímero, disminuyendo su viscosidad y por ende su barrido volumétrico.

Para el caso de inyección del segundo bache de polímero correspondiente a una concentración de 2000 ppm, la saturación de aceite no se vio afectada ya que este segundo bache no fue capaz de disminuir la saturación de aceite por lo cual la curva se superpone con la

curva de inyección a 1000 ppm, mostrando que aumento en la concentración del polímero no fue efectivo para un recobro adicional de aceite.

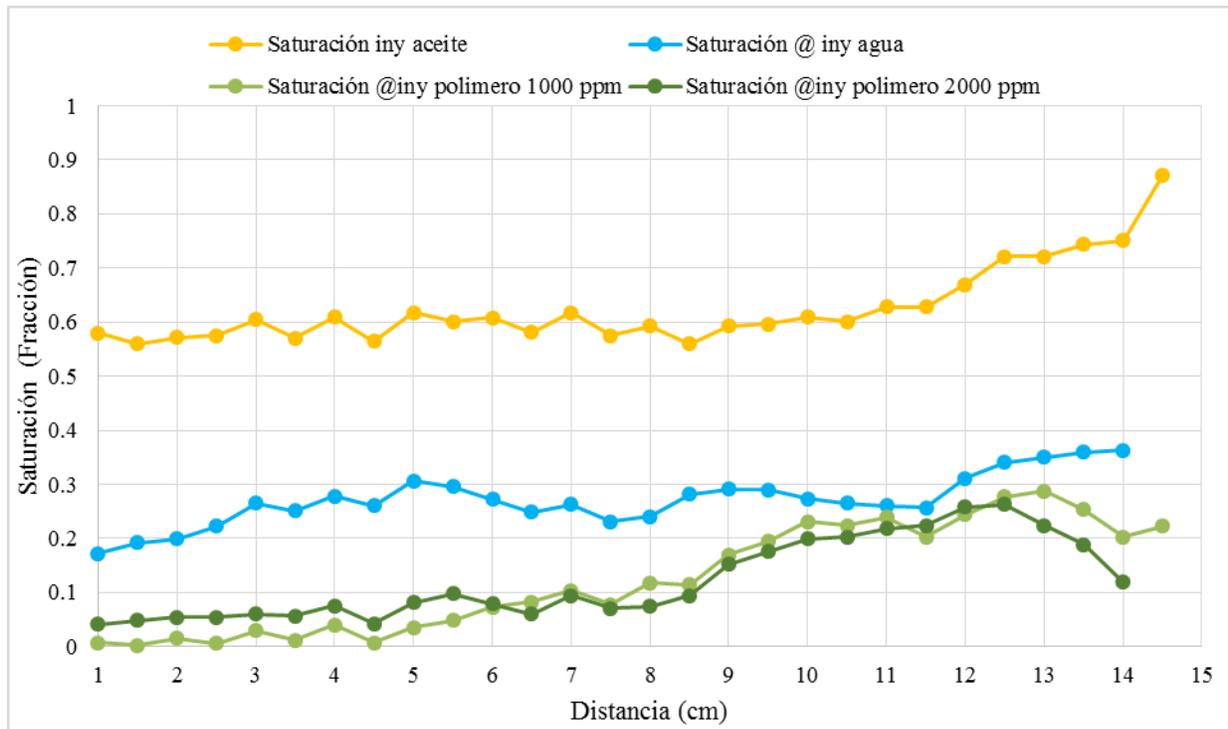


Figura 89. Distribución de aceite remanente para las diferentes etapas de inyección

Conclusiones

- Mediante el uso de la técnica de tomografía se determinó que para una muestra de berea con una permeabilidad absoluta de 450 mD, existió una recuperación de aceite debido a una mejora en la eficiencia volumétrica de desplazamiento por parte del polímero hasta los 6 cm de longitud de la muestra, distancia a partir de la cual la degradación del mismo empezó a aumentar hasta que su comportamiento volumétrico fue el mismo que el del agua, ya que el polímero tomó los mismos canales de flujo; este fenómeno fue observado en la superposición de los mapas de densidades y saturaciones.
- La inyección de un bache de 2.1 volúmenes porosos de solución polimérica de bajo peso molecular a una concentración de 1000 ppm generó un recobro incremental del 13%, siendo evidenciado en una reducción en el corte de agua del 6% y una disminución en la saturación de aceite del 20% en la zona inicial de la muestra.
- La estabilización de factor de recobro y el aumento en el corte de agua se evidenciaron con una inyección de alrededor de 1 volumen poroso de polímero, por lo que para este caso los volúmenes porosos adicionales inyectados fueron ineficientes para la técnica.

- Los valores de saturación de aceite obtenidos en las diferentes etapas de inyección a través del balance de materia, en comparación con los valores calculados mediante datos CT, mostraron un ajuste con un error absoluto menor al 5%.
- Durante la inyección del segundo bache de polímero a una concentración de 2000 ppm no se observó una producción significativa de aceite, por lo que no se evidenció ningún cambio en la distribución de densidades y saturaciones a lo largo de la muestra.
- Mediante pruebas de desplazamiento a muestras de berea con un rango de permeabilidades entre 160 y 180 mD, se observó una mayor retención en el polímero de mayor peso molecular; esta fue asociada al fenómeno de retención mecánica más que al de adsorción, ya que el comportamiento del diferencial de presión para esta prueba aumento sin estabilizarse, pasando de 0 a 138 psi al cabo de 4.8 volúmenes porosos de polímero inyectado.
- Las soluciones poliméricas estudiadas no presentaron un cambio significativo en la viscosidad al utilizar como sal principal en la salmuera de preparación el NaI; por lo tanto, esta sal puede ser usada como agente dopante.

Recomendaciones

- Para futuras aplicaciones de la metodología se recomienda siempre realizar la evaluación del comportamiento reológico de las soluciones poliméricas con el tipo y concentración de dopante a usar, ya que este podría afectar el desempeño de la solución polimérica en términos de viscosidad.
- La correcta creación de la curva de calibración es clave para la aplicación de la metodología, por lo cual se recomienda usar la muestra en la que se desarrollara la prueba como estándar.
- La eliminación de cualquier tipo de artefacto dado por la forma y voltaje de escaneo, así como la intensidad de corriente deben ser eliminados, ya que las medidas en el valor CT pueden verse afectadas.
- Se recomienda el uso de la tomografía computarizada como herramienta complementaria para el estudio de los diferentes procesos de inyección de químicos, incluyendo la inyección de surfactantes, surfactante-polímero y álcali-surfactante polímero.

Referencias Bibliográficas

- Abidin, A. Z., Puspasari, T., & Nugroho, W. A. (2012). Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. *Procedia Chemistry*, 4, 11–16. <https://doi.org/10.1016/j.proche.2012.06.002>
- Bataweel, M. A., Nasr-el-din, H. A., & Schechter, D. S. (2011). Fluid Flow Characterization of Chemical EOR Flooding : A Computerized Tomography (CT) Scan Study. *SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, May 15-18. SPE 149066-MS*, (1990), 1–15.
- Chauveteau, G., & Lecourtier, J. (1988). Propagation of Polymer Slugs Through Adsorbent Porous Media. In G. A. Stahl & D. N. Schulz (Eds.), *Water-Soluble Polymers for Petroleum Recovery* (pp. 53–68). Boston, MA: Springer US. https://doi.org/10.1007/978-1-4757-1985-7_3
- Chen, Z., Du, C., Kurnia, I., Lou, J., Zhang, G., Yu, J., & Lee, R. L. (2016). A Study of Factors Influencing Polymer Hydrodynamic Retention in Porous Media. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, 1–10. <https://doi.org/10.2118/179607-MS>
- Davison, P., & Mentzer, E. (1982). Polymer Flooding in North Sea Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22(03), 353–362. <https://doi.org/10.2118/9300-PA>
- Dawson, R., & Lantz, R. (1972). Inaccessible Pore Volume in Polymer Flooding. *SPE Journal*, 12, 448–452. <https://doi.org/10.2118/3522-PA>

- Dominguez, J. G. (1977). Retention and Flow Characteristics of Polymer Solutions in Porous Media. *Society of Petroleum Engineers*, 111–121. <https://doi.org/10.2118/5835-PA>
- Foweraker, A. R., & Jennings, B. R. (1976). Electric birefringence of aqueous solutions of methyl cellulose. *Polymer*, 17(6), 508–510. [https://doi.org/10.1016/0032-3861\(76\)90131-2](https://doi.org/10.1016/0032-3861(76)90131-2)
- Friedmann, F. (1986). Surfactant and Polymer Losses During Flow Through Porous Media. *SPE Reservoir Engineering*, 1(03), 261–271. <https://doi.org/10.2118/11779-PA>
- Gogarty, W. B. (1967). Mobility Control With Polymer Solutions. *SPE Journal*, 161–173. <https://doi.org/10.2118/1566-B>
- Gramain, P., & Myard, P. (1981). Adsorption studies of polyacrylamides in porous media. *Journal of Colloid And Interface Science*, 84(1), 114–126. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(81\)90265-4](https://doi.org/10.1016/0021-9797(81)90265-4)
- International Energy Agency. (2017). World Energy Outlook, 17. <https://doi.org/10.1787/20725302>
- Jewett, R. L., & Schurz, G. F. (1970). Polymer Flooding — A Current Appraisal. *Journal of Petroleum Technology*, 22(6), 675–684. <https://doi.org/10.2118/2545-PA>
- Lakatos, I., Lakatos-Szabó, J., & Tóth, J. (1981). Factors Influencing Polyacrylamide Adsorption in Porous Media and Their Effect on Flow Behavior. [No Source Information Available].
- Lipatov, Y. S. (1976). Adsorption of polymers from concentrated solutions, 6.
- Littmann, W. (1988). *Polymer Flooding*. Amsterdam: Elsevier Ltd.
- Martin, F. D., & Sherwood, N. S. (1975). The Effect Solution of Hydrolysis of Polyacrylamide Viscosity, Polymer Retention and Resistance Properties. *Society of Petroleum Engineers Journal*. <https://doi.org/10.2118/5339-MS>

- Maya, G., Jimenez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cardenas, F., ... Putnam, J. (2015). Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. <https://doi.org/10.2118/177245-MS>
- Mitchell, J., Staniland, J., Wilson, A., Howe, A., Clarke, A., Fordham, E. J., ... Bouwmeester, R. (2014). Monitoring Chemical EOR Processes. *The SPE Improved Oil Recovery Symposium-USA*, (April), 1–10. <https://doi.org/10.2118/169155-MS>
- Mungan, N. (1969). Rheology and Adsorption of Aqueous Polymer Solutions. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 8(02), 45–50. <https://doi.org/10.2118/69-02-01>
- Omar, A. E. (1983). Effect of Polymer Adsorption on Mobility Ratio. *Middle East Oil Technical Conference and Exhibition*, 509–512. <https://doi.org/10.2118/11503-MS>
- Ryles, R. G. (1983). Elevated Temperature Testing of Mobility Control Reagents. *58Th Annu Spe of Aime Tech Conf (San Francisco, 10/5-8/83) Preprint No Spe-12008*, (198343). <https://doi.org/10.2118/12008-MS>
- Sheng, J. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Oxford, United Kingdom: Gulf Professional Publishing.
- Smith, F. W. (1970). The Behavior of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in Porous Media. *Journal of Petroleum Technology*, 22(02), 148–156. <https://doi.org/10.2118/2422-PA>
- Sorbie, K. S. (1991). *Polymer-Improved Oil Recovery*.
- Vela, S., Peaceman, D. W., & Sandvik, E. I. (1976). Evaluation of Polymer Flooding in a Layered Reservoir with Crossflow Retention and Degradation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, (April), 82–96. <https://doi.org/10.2118/5102-PA>

- Wang, J., Wang, D., Sui, X., Zeng, H., Bai, W., & Oilfield, D. (2006). SPE 96946 Combining Small Well Spacing With Polymer Flooding To Improve Oil Recovery of Marginal Reservoirs.
- Wellington, S. ., & Vinegar, H. . (1987). *X-Ray Computerized Tomography*.
- Wever, D. A. Z., Picchioni, F., & Broekhuis, A. A. (2011). Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution. *Progress in Polymer Science (Oxford)*, 36(11), 1558–1628. <https://doi.org/10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006>
- White, J., Goddard, J., & Phillips, H. (1973). Use of polymers to control water production in oil wells. *Journal of Petroleum Technology*, 3, 143–150. <https://doi.org/10.2118/3672-PA>
- Withjack, E. M. (1988). Computed Tomography for Rock-Property Determination and Fluid-Flow Visualization. *SPE Formation Evaluation*, 3(04), 696–704. <https://doi.org/10.2118/16951-PA>
- Zaitoun, A., & Kohler, N. (1987). The Role of Adsorption in Polymer Propagation Through Reservoir Rocks. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 327–340. <https://doi.org/10.2523/16274-MS>
- Zhang, G., & Seright, R. S. (2014). Effect of Concentration on HPAM Retention in Porous Media. *SPE Journal*, (October 2013), 8. <https://doi.org/10.2118/166265-MS>
- Zheng, C. G., Gall, B. L., Gao, H. W., Miller, A. E., & Bryant, R. S. (2000). Effects of Polymer Adsorption and Flow Behavior on Two-Phase Flow in Porous Media. *SPE, BDM Petroleum Technologies*, (March), 19–22. <https://doi.org/10.2118/64270-PA>

Apéndices

Apéndice A. Metodología Experimental del desplazamiento de polímero mediante tomografía computarizada.

A.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, también se define la presión de confinamiento y la presión de poro a la cual se realizara el desplazamiento. En experimento se desarrolló a una temperatura ambiente $\approx 25^{\circ}\text{C}$ con una presión de confinamiento de 500 psi.

A.1.1 Fluidos de inyección

Se debe definir el tipo de aceite (mineral o crudo) de una viscosidad específica para mantener una relación de movilidad baja < 8 a condiciones de la prueba, es importante resaltar que la viscosidad de la solución polimérica usada debido a condiciones de salinidad del dopante usado y de la concentración para evitar problemas de retención no es muy alta por lo que se define esta relación de movilidad.

Los fluidos de inyección usados para este experimento fueron: Aceite mineral, el cual tenía una viscosidad de 15 cP a temperatura ambiente, una salmuera la cual su composición principal era de NaCl, sin embargo fue necesario el uso de un dopante para asegurar un contraste entre las

fases, el dopante usado fue el yoduro de sodio. En la tabla 1 se muestra la composición de la salmuera usada.

Tabla A1. Composición de salmuera

Sales	gr/L
NaI	10
CaCl ₂ 2H ₂ O	1.39
MgCl ₂ 6H ₂ O	0.43
KCl	0.36

Es importante resaltar que la concentración de este dopante debe ser igual o mayor a un 1% en peso para asegurar un contraste entre las fases presentes en el desplazamiento.

Finalmente se usó un polímero de bajo peso molecular a una concentración de 1000 ppm esto para evitar problemas de retención en el medio poroso.

La solución polimérica se realizó en la salmuera dopada por lo que se realizó un estudio de viscosidad para verificar que este dopante no afecte las características del polímero principalmente la viscosidad, en la cual se evidencio que para una concentración de 1% en dopante el cambio en viscosidad era mínimo comparado con la concentración de 0.7% del mismo para los dos polímeros evaluados. Ver tabla 2

Tabla A2. Polímeros usados

Salmuera	Polímero	Concentración ppm	Viscosidad Cinemática (mm ² /s)
NaCl 7000 ppm	1	1500	3.954
	2	1500	6.226
NaI 7600 ppm	1	1500	4.191
	2	1500	6.403
NaI 10600 ppm	1	1500	4.172

A.1.2 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.

A.1.3 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.

A.2 Preparación del equipo de tomografía

Se debe realizar los siguientes pasos:

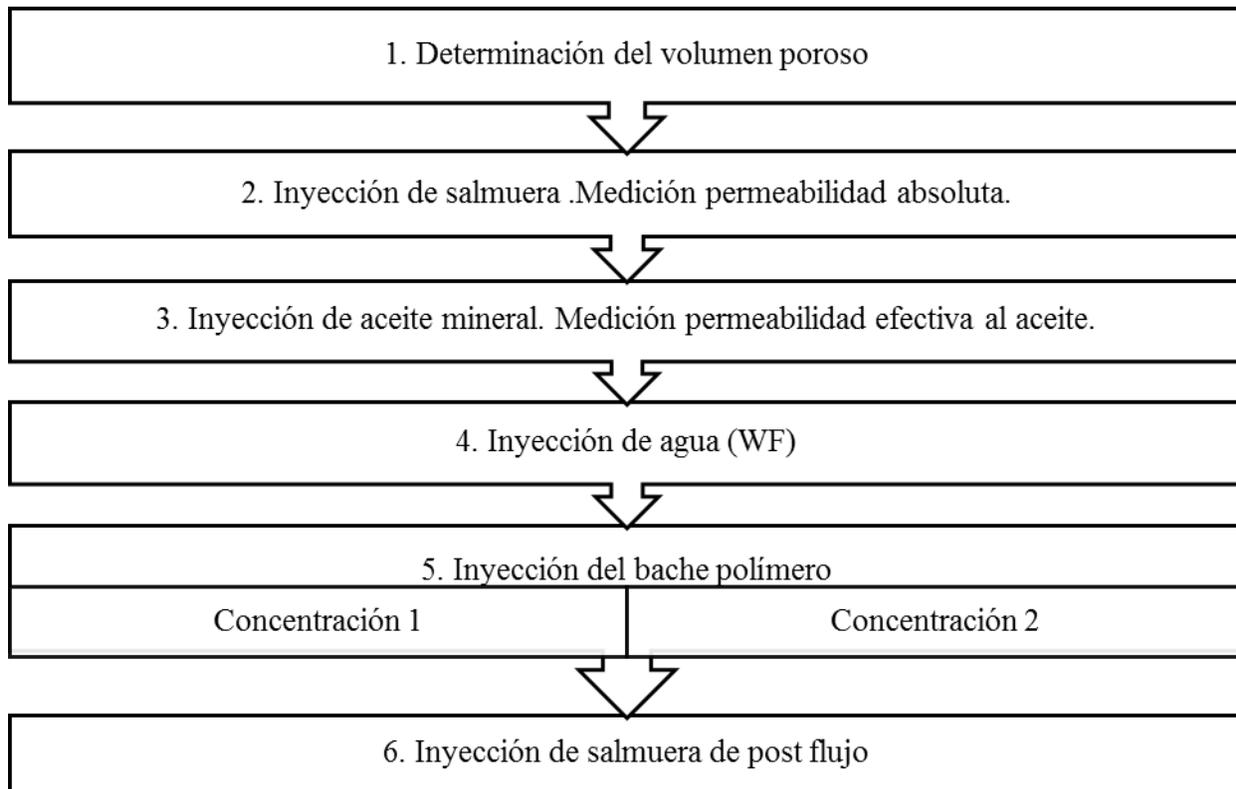
- Determinación del voltaje y corriente.
- Escaneo de los estándares

- Creación de la curva de calibración
- Definir el espaciado entre slices
-

A.3 Preparación de la muestra limpia y seca

- Escanear la muestra limpia y seca con el nivel de energía y espaciado determinado en el paso 4.1 y 4.4 respectivamente.
- Convertir los datos CT a valores de densidad mediante la curva de calibración previamente calculada.
- Calcular la densidad de la roca por tomografía, la cual corresponde al promedio de densidades.
- 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 kg/m³ y la porosidad la hallada por métodos convencionales.
- Realizar el tratamiento de imágenes para obtener las imágenes de densidad de la muestra seca
- Construir la curva de densidad a lo largo del núcleo

En la figura 1 se muestra el protocolo experimental general en este se muestran las etapas de inyección, en donde se muestran dos baches de polímero con diferente concentración y una inyección de salmuera de post flujo, estos pasos pueden ser tenidos en cuenta o no dependiendo de la aplicación o el estudio que se quiera realizar



A.4 Muestra a saturación de la roca 100% salmuera

- Determinar el volumen poroso por saturación
- 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%)
- Escanear la muestra saturada de salmuera dopada con la misma energía y espaciado que en le paso 5.1.
- Convertir los datos CT a valores de densidad mediante la curva de calibración realizada para esas condiciones.
- Calcular la porosidad CT mediante la siguiente formula:

$$\phi = \frac{\rho_B - \rho_g}{\rho_{fluido} - \rho_g}$$

Comparar este valor con la porosidad calculada por saturación. Nota: La densidad del fluido (salmuera) puede variar un poco debido a que este fluido es el que se encuentra dopado.

- Realizar el tratamiento de imágenes para obtener las imágenes de densidad de la muestra 100% saturada.

A.5 Inyección de aceite

- Inyectar aceite mineral previamente des aireado y filtrado a una tasa de flujo entre 0.1 a 1 cm³/min. Medir permeabilidad efectiva al crudo, durante mínimo 3 volúmenes porosos estables es decir cuando el diferencial de presión sea constante. (+-5%).
- Tomar efluentes cada 0.5 Volúmenes poroso y cuantificar el agua producida. Calcular la (Sw) irreducible y la saturación de aceite en la muestra mediante balance de materia.
- Escanear la muestra saturada de salmuera saturada de aceite con las mismas especificaciones que en el paso 5.1
- Convertir los datos CT a valores de densidad mediante la curva de calibración realizada para esas condiciones.
- Calcular la saturación de aceite por cada slide mediante la siguiente ecuación:

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

Para el uso de esta ecuación es necesario calcular la

densidad del aceite en laboratorio y compararla con la calculada por medio de tomografía.

- Calcular el promedio ponderado de saturación mediante la siguiente formula:

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

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

- 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%.
- Realizar el tratamiento de imágenes para obtener las imágenes de densidad de la muestra 100% saturada.
- Construir la curva de densidad y distribución de saturación a lo largo del núcleo.

A.6 Inyección de agua

- En la cantidad de volúmenes porosos inyectados de salmuera dependerá la etapa del yacimiento que se quiera evaluar se recomienda inyectar un volumen poroso de agua a una tasa de 0.2 cc/min
- Tomar efluentes cada 0.1 Volúmenes porosos inyectados y cuantificar el aceite producido para calcular la eficiencia de desplazamiento.
- Escanear la muestra con las mismas especificaciones que en el paso 5.1
- Convertir los datos CT a valores de densidad mediante la curva de calibración realizada para esas condiciones.

- Calcular la saturación de aceite por cada slice mediante la ecuación mostrada en el paso 7.5
- Calcular el promedio ponderado de saturación mediante la ecuación mostrada en el paso 7.6
- Repetir el paso 7.7
- Realizar el tratamiento de imágenes para obtener las imágenes de densidad de la inyección de agua.
- Repetir el paso numero 7.9

A. 7 Inyección de polímero

- Inyectar entre 0.6 y 1 volúmenes porosos de solución polimérica a una concentración de 1000 ppm a una tasa de 0.2 cc/min
- Tomar efluentes cada 0.1 Volúmenes porosos inyectados y cuantificar el aceite producido para calcular la eficiencia de desplazamiento.
- Escanear la muestra con las mismas especificaciones que en el paso 5.1
- Convertir los datos CT a valores de densidad mediante la curva de calibración realizada para esas condiciones.
- Calcular la saturación de aceite por cada slice mediante la ecuación mostrada en el paso 7.5
- Calcular el promedio ponderado de saturación mediante la ecuación mostrada en el paso 7.6

- Repetir el paso 7.7
 - Realizar el tratamiento de imágenes para obtener las imágenes de densidad de la inyección de polímero
 - Repetir el paso 7.9

NOTA: Un paso adicional puede realizarse para completar la metodología el cual consiste en la inyección de un bache de agua dopada de postflujo con el fin de desplazar el banco de polímero presente en la muestra, para este caso la metodología usada es la misma que para la inyección de polímero.