

**Evaluación del Uso de Emulsiones como Método de Reducción de Canalizaciones para
Aumentar el Factor de Recobro Mediante el Uso de Tomografía Computarizada**

Alejandro Naranjo Rodríguez, Karol Brigitt Prada Hernández

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingenieros de Petróleos

Director

Andrés Felipe Ortiz Meneses

M. Sc. En Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería De Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Dedico este triunfo a mis padres: Jacqueline y Luis Hernando por ser mi fortaleza, motivación y ejemplo de esfuerzo, perseverancia y disciplina haciendo de este sueño una realidad. Ha sido el mayor orgullo y privilegio tener los mejores padres. A mi hermana Valeria, que con su compañía a lo largo de mi vida ha sido mi apoyo moral, mi compañera de travesuras, y mi persona favorita para molestar. A toda mi familia, especialmente a mis nonitos Lucrecia y Domingo que fueron parte fundamental en mi formación personal y crecimiento en esta etapa universitaria con sus enseñanzas, apoyo y amor. A mi primo Sebitas que hace parte de todos mis logros acompañándome desde la eternidad.

A todos mis amigos de universidad: Sebastian, Alejandro, Camila Joya, Magdalena, Manuel, Sergio, Wendy, Lina, Carlos D., por ofrecerme su amistad y compañía.

A la banda: María Paula, Magdalena, Laura, Sebitas, Osquitar, Leyner, Camilo, Álvaro, Andrés, Miguel y Gafas con los cuales he compartido muchas de las mejores historias de mi vida.

A María Paula por apoyarme y brindarme un sinfín de alegrías y gratos momentos.

A Mansarovar Energy, donde pude realizar mi practica laboral, conocer de esta bella industria y de gratas personas como los ingenieros Andrés, Hernán, Gabriel, Victor y demás ingenieros.

A mi compañera de tesis Karol Prada, que con su ayuda pudimos culminar el proyecto de la mejor manera.

Alejandro

Dedicatoria

A Dios por darme la sabiduría, fortaleza y guía para culminar esta etapa de mi vida.

A mis padres Rubén y Jobanna, por ser los pilares de mi vida, por su apoyo incondicional, su inmenso amor, su esfuerzo diario, por su alegría y por siempre tener las palabras correctas para motivarme.

A mi familia, especialmente a mi hermano Felipe que con sus ocurrencias, desvanecía mis preocupaciones, a mi nonita Rosalba por ser mi ejemplo de bondad, mi consejera, por ser incondicional, y creer fielmente en mí, a mi tía por su gran amor y cariño.

A mis amigos que, con su alegría, ocurrencias, y apoyo continuo, hicieron de la universidad una de las mejores etapas, me queda un grato recuerdo y aprendizaje de cada uno de ellos.

A Guty por llegar en el momento indicado a mi vida, por su confianza y amor, por brindarme momentos llenos de alegría, y por ser mi ejemplo de tenacidad.

A mi compañero de tesis Alejandro por su esfuerzo, entrega y gran apoyo en esta investigación.

Karol Prada

Agradecimientos

A nuestra alma máter, la Universidad Industrial de Santander, por la formación brindada a lo largo de todos estos años de aprendizaje.

A nuestro director, M. Sc. Andrés Felipe Ortiz Meneses, por su disponibilidad, colaboración, orientación y por ser una constante guía a lo largo del desarrollo de este proyecto, aportándonos su experiencia y conocimiento siempre con la mejor actitud.

A Nicolás Fabián Santos, por ser nuestro guía y apoyo para desarrollar este trabajo.

A todos y cada uno de nuestros amigos, compañeros y profesores, quienes de una u otra forma, aportaron a nuestro crecimiento personal y profesional.

Tabla de contenido

Introducción.....	16
1.Generalidades.....	18
1.1.Emulsión.	18
1.1.1.Tipos de emulsiones.....	18
1.1.2.Caracterización de Emulsiones.	20
1.1.3.Factores que afectan la estabilidad de la emulsión..	21
1.1.4.Procesos que dan lugar al rompimiento de la emulsión.	22
1.1.5.Reología de emulsiones.	23
1.1.6.Agente emulsificante: Bentonita.....	27
1.2.Recuperación mejorada de petróleo.....	28
1.2.1.Emulsiones en EOR..	30
1.2.2.Canalización.....	32
1.3.Permeabilidad	33
1.3.1.Equipo de desplazamiento Vinci.	34
1.4.Tomografía.....	37
1.5.Motic	38
1.6.Imagej	39
2.Metodología.....	40
2.1.Primer etapa: Establecimiento de parámetros adecuados de diseño de la emulsión.....	40
2.1.1.Efectividad y estabilidad de la emulsión.	40
2.1.2.Estabilidad de la emulsión.	42
2.1.3.Determinación óptima de proporcionalidad.....	45

2.2.Segunda etapa. Caracterización de tamaño de gota y estimación de tamaño de poro	45
2.2.1.Determinación de tamaño de gota.....	46
2.3.Tercera etapa: Inyección de emulsión.....	51
2.3.1.Inyección de emulsión y sus efectos en la permeabilidad del medio poroso mediante el uso equipo de coreflooding y tomografía computarizada.	51
2.4.Cuarta etapa: Análisis de resultados.	56
2.4.1.Análisis en el efecto de la inyección emulsión del recobro.	56
2.4.2.Procedimiento para analizar información recopilada por el equipo de desplazamiento Vinci.....	61
3.Resultados.....	63
3.1.Parámetros adecuados de la emulsión.....	63
3.1.1.Efectividad de la emulsión.....	63
3.1.2.Estabilidad de la emulsión.	63
3.2.Tamaño de garganta de poro.....	65
3.2.1.E (cm ³ / min).....	65
3.3.Tamaño de gota.....	66
3.4.Tercera etapa: Inyección de emulsión.....	68
3.5.Análisis del procedimiento de inyección de fluidos por medio de los datos obtenidos del conjunto sistema de desplazamiento y escáner.....	70
Conclusiones.....	85
Recomendaciones.....	86
Referencias Bibliográficas.....	87

Lista de figuras

Figura 1. a) Emulsión directa. b) Emulsión inversa.....	19
Figura 2. Emulsiones múltiples.....	19
Figura 3. Proceso de rompimiento de emulsiones.	23
Figura 4. Formación de Micelas.	28
Figura 5. Constricción del poro.	32
Figura 6. Sistema de inyección de fluidos.	35
Figura 7. Esquema del Equipo de Desplazamiento Vinci.....	36
Figura 8. Ubicación del “coreholder” en el tomógrafo.	38
Figura 9. Barra de herramientas software ImageJ.	39
Figura 10.Etapa de preparación salmuera.	43
Figura 11.Agitador usado para preparar la emulsión.....	44
Figura 12. Lámina de calibración.	48
Figura 13.Calibración de la imagen de acuerdo al objetivo usado.	49
Figura 14. Medición de partículas mediante método manual.	50
Figura 15.Peso en seco del núcleo.	53
Figura 16.Coreholder de Titanio, usado para confinar núcleos con el fin de obtener atenuaciones bajas de rayos X en la representación gráfica generada.	54
Figura 17.Sistema integrado de inyección de fluidos y escáner TAC 700-CT.....	55
Figura 18.Software ImageJ usado para construir imágenes mediante los archivos provenientes del tomógrafo.	57

Figura 19. Ventanas emergentes de ImageJ durante el procedimiento de recopilación de datos provenientes del tomógrafo.....	59
Figura 20. Vista de aplicación interna de ImageJ "Volume Viewer".	60
Figura 21. Muestras después de 48 horas. De izquierda a derecha se encuentran ubicadas las muestras en orden numérico.	64
Figura 22. Captura de imagen de la emulsión que contiene 2 g de Bentonita con un objetivo focal de 10X.	67
Figura 23. Captura de imagen de emulsión con 2 g de bentonita con un objetivo de 40X	67
Figura 24. Imagen construida en 3D del núcleo luego de realizar limpieza de la secuencia de imágenes.	71
Figura 25. Demostración grafica para determinación de permeabilidades.	72
Figura 26. Perfil CT proceso de drenaje núcleo B11.	73
Figura 27. ΔP Vs. Caudal durante proceso de drenaje.	73
Figura 28. Saturación de agua Vs. T.	74
Figura 29. Perfiles CT generados durante la inyección de emulsión.	75
Figura 30. ΔP VS Caudal durante inyección de emulsión.	76
Figura 31. Perfil CT inyección de agua núcleo B11.	77
Figura 32. ΔP VS Caudal durante inyección de agua en el núcleo B11.	77
Figura 33. Gráfica de puntos para determinar permeabilidad efectiva agua a Sor durante inyección de agua.	78
Figura 34. ΔP VS Caudal en determinación de permeabilidad inicial B12	79
Figura 35. Gráfica de puntos para determinar permeabilidad inicia en núcleo B12.	80
Figura 36. Perfil CT Drenaje B12.	81

Figura 37. ΔP VS Caudal proceso de Drenaje	82
Figura 38. ΔP VS Caudal proceso de Inyección de agua.....	83
Figura 39. ΔP VS Caudal inyección de emulsión.....	84

Lista de tablas

Tabla 1. Dosificación de componentes para preparar la salmuera.....	41
Tabla 2. Configuraciones según cantidad de Bentonita y Aceite	43
Tabla 3. Composición de muestras para determinar tamaño de gota	47
Tabla 4. Composición de salmuero para el proceso de desplazamiento de fluidos, y escaneo del núcleo.....	52
Tabla 5. Observaciones procedimiento muestra número 5.....	64
Tabla 6. Consolidado de tamaños de gotas promedio.....	68
Tabla 7. Propiedades de los núcleos y el fluido.....	68
Tabla 8. Volumen poroso obtenido de los núcleos al saturarse con salmuera.....	69
Tabla 9. Factor de recobro del desplazamiento de emulsión en el núcleo B11.....	69
Tabla 10. Determinación de saturación de agua irreducible.....	70
Tabla 11 Información recopilada para estimar permeabilidad inicial del núcleo	71
Tabla 12. Información recopilada para estimar permeabilidad efectiva del agua a Sor.	78
Tabla 13. Información recopilada para determinar permeabilidad inicial del núcleo B12.....	80
Tabla 14. Construcción de imágenes y saturaciones de agua determinadas.....	84

RESUMEN

Título: Evaluación del uso de emulsiones como método de reducción de canalizaciones para aumentar el factor de recobro mediante tomografía computarizada *.

Autor: Karol Brigitt Prada Hernández **.
Alejandro Naranjo Rodríguez **.

Palabras Clave: Emulsiones, Canalizaciones, Recobro mejorado, Permeabilidad, Tomografía, Inyección de agua.

DESCRIPCIÓN:

El aumento del factor de recobro ha estimulado varios estudios, este trabajo se centra en el diseño de emulsiones y su relación con el medio poroso, mediante un desplazamiento monitoreado con tomografía axial computarizada, para aumentar este factor, específicamente se evalúa el taponamiento selectivo de canalizaciones que se presentan al aplicar ciertos métodos de recobro mejorado, como la inyección de agua; dichas canalizaciones generan alta permeabilidad hacia zonas donde el hidrocarburo queda atrapado causando una baja eficiencia de barrido, el propósito de la emulsión es quedar atrapada en la garganta de poro de los canales, para que el petróleo fluya hacia la cara del pozo, teniendo como fundamento el efecto “Jamin”; la evaluación de emulsiones se hace a través de la inyección en un núcleo, en el que se realiza un desplazamiento y escaneos por medio de tomografía computarizada, produciendo imágenes para construir a través de softwares el volumen del núcleo con el desplazamiento interno de los fluidos, para posteriormente, realizar el análisis del desplazamiento de los fluidos como el agua, el aceite y la emulsión, evaluando el comportamiento de ésta última con el medio poroso, como el cambio de permeabilidad, saturación y presión, y así determinar si el factor de recobro aumenta, o si hubo diferencial de presiones, teniendo en cuenta que el tamaño de la muestra es relativamente pequeño.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Andrés Felipe Ortiz Meneses.

ABSTRACT

Title: Evaluation of emulsions as a method of reducing channels to increase the recovery factor through computerized tomography *.

AUTHOR: Karol Brigitt Prada Hernández **.
Alejandro Naranjo Rodríguez **.

Key words: Emulsions, Channels, Improved recovery, Permeability, Tomography, Water injection.

DESCRIPTION:

The increase in the recovery factor has stimulated several studies, this work focuses on the design of emulsions and their relationship with the porous medium, by means of a monitored displacement with computed tomography, to increase this factor, specifically the selective tamponade of canalizations is evaluated which are generated by the improved recovery method, such as water injection; These canalizations generate high permeability to areas where the hydrocarbon is trapped generating a low scanning efficiency, the purpose of the emulsion is to be trapped in the pore throat of the channels, so the oil flows to the face of the well, based on the "Jamin" effect; The evaluation of emulsions is carried out by means of the injection in a nucleus, in which a displacement and a scanner is made by means of computed tomography, generating images to build the volume of the nucleus through softwares with the internal displacement of the fluids, for later, to perform the analysis of the displacement of fluids such as water, oil and emulsion, evaluating the behavior of the latter with the porous medium, such as the change of permeability, saturation and pressure, and thus determine whether the factor of recovery increases, or if there is a pressure differential, considering that the sample size is relatively small.

* Graduation Project.

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Andrés Felipe Ortiz Meneses.

Introducción

La industria petrolera ha tenido como objetivo mejorar e incrementar la recuperación de petróleo en los campos de producción, principalmente los que ya no se encuentran en la etapa de producción primaria, por tal razón, ha desarrollado varios métodos, como, inyección de agua o gas, estimulación con solventes, aplicación de calor por medio de técnicas térmicas, inyecciones químicas de polímeros o emulsificantes, entre otros. Estos métodos también han tenido preferencia en crudos con viscosidades altas, que constituyen gran parte de los yacimientos a nivel mundial.

La inyección de agua busca inyectar el fluido barriendo parte del aceite remanente a través del yacimiento hacia los pozos productores, sin embargo, este método puede traer consigo problemas como la formación de canalizaciones que son resultado de la inyección de volúmenes significativos, las cuales pueden verse fortalecidas por medio del manejo de diferentes tasas de inyección generando con ello la creación de canales preferenciales teniendo como resultado un barrido ineficiente y una baja recuperación del petróleo del yacimiento, como medida correctiva a este problema, se recomienda taponar y aislar selectivamente estas zonas para continuar con la inyección, por medio del uso de polímeros, químicos, cementos y emulsiones, siendo esta última aprovechada como agente de taponamiento selectivo, y teniendo como ventaja que los medios porosos naturales a menudo proporcionan suficiente cizalla para generar emulsiones in situ.

El área mencionada se aborda con el fin de evaluar el uso de emulsiones directas para aumentar la recuperación del petróleo remanente, modificando la permeabilidad, a través del entrapamiento

de las gotas de emulsión en las gargantas de poro, en las zonas canalizadas que formó el agua durante la inyección continua del yacimiento, en este orden se dispondrá a establecerse inicialmente los parámetros del diseño de la emulsión óptimos para garantizar la estabilidad de la misma, seguido de la evaluación de los tamaños de gota de emulsión de diferentes configuraciones con el fin de garantizar la reducción en la permeabilidad para finalizar realizando la inyección de los fluidos y escaneando simultáneamente la roca, para el posterior análisis de los resultados de las anteriores etapas y así evaluar el efecto de la inyección de la emulsión en el factor de recobro.

1. Generalidades.

Emulsión.

Una emulsión es una dispersión coloidal; en la cual; un líquido se encuentra disperso en una fase continua de diferente composición; es decir; son una mezcla de dos fluidos inmiscibles; en la cual; una fase se encuentra dispersa en forma de gotas en una fase continua. Las emulsiones son sistemas heterogéneos termodinámicamente inestables; debido a; que están conformadas por dos fases; y; por consiguiente, dos interfaces de naturalezas diferentes; por lo cual, tienden a separarse. Para que; estas sean estables es necesaria la presencia de un agente emulsificante; que puede ser; un surfactante, o partículas sólidas que es el material denso para este proyecto; específicamente; se usará bentonita; la cual; se define como una partícula oleofóbica.

Los sistemas de emulsiones son formados y estabilizados; si la cantidad de agente emulsificante es suficiente; para, generar una capa o película sobre la superficie de la interfaz de aceite-agua (McAuliffe, 1973).

Adicionalmente; aparte, de los tres principales componentes de la emulsión; puede, haber presencia de partículas sólidas e incluso gas.

1.1.1. Tipos de emulsiones. Existen diferentes tipos de emulsiones, que se clasifican; según; la fase dispersa en la fase continua; como; las emulsiones directas, (aceite en agua), inversas (agua en aceite) como se muestra en la Figura 1, y emulsiones múltiples o complejas Figura 2; sin

embargo; la agitación adicional; puede causar que se conviertan en una emulsión de varias etapas. Las emulsiones de petróleo se consideran coloides liofóbicos; los cuales, no se forman espontáneamente por su inestabilidad termodinámica; por otro lado, se encuentran los coloides liofílicos; que se caracterizan por ser termodinámicamente más estables, ya que, se forman espontáneamente cuando las dos fases interactúan. Para nuestro proyecto se tratarán las emulsiones directas.

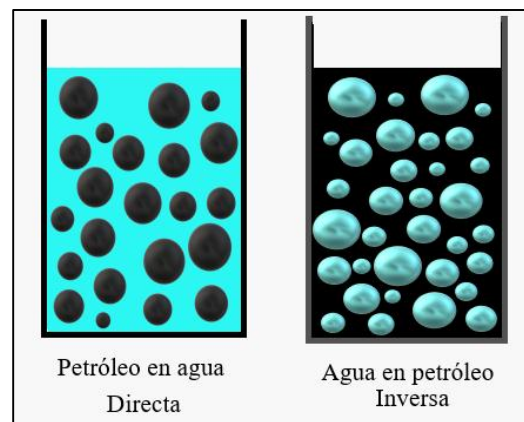


Figura 1. a) Emulsión directa. b) Emulsión inversa.

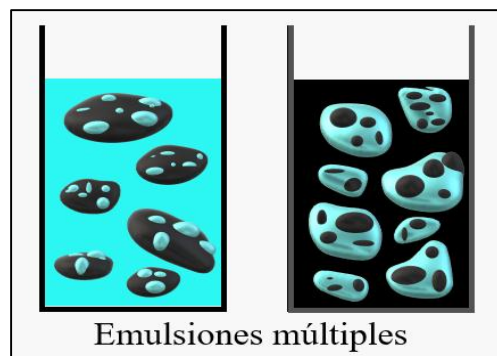


Figura 2. Emulsiones múltiples.

1.1.2. Caracterización de Emulsiones.

Apariencia y tipo. Existe una larga variedad de rangos de apariencia de las emulsiones, esto se debe en gran parte al tamaño de distribución de las gotas y la diferencia de refracción entre las dos fases, es decir, puede haber emulsiones opacas como la mayonesa y transparentes como la miel. (Schramm, 2006) afirma que existen diferentes métodos que determinan la naturaleza de la emulsión, entre estos métodos se encuentran:

- **Textura.** La textura de la emulsión muestra generalmente la fase externa, para una emulsión aceite en agua se define como una textura acuosa debido a la viscosidad de la fase continua. Aunque al incrementarse la viscosidad de las gotas de aceite se dificulta definir la textura de la emulsión.
- **Mezcla.** La emulsión puede ser mezclada con un fluido miscible, que sea compatible con la fase externa, para una emulsión aceite en agua se puede añadir agua y al seguir observándose como fase continua se determina el tipo de emulsión.
- **Color.** Determina por medio de la adición de un tinte soluble en la fase continua de la emulsión.
- **Conductividad.** La conductividad del agua es mejor que la conductividad del aceite debido a su salinidad, por lo tanto, la emulsión de aceite en agua tendrá una mejor conductividad.
- **Inversión.** Al sumergir una emulsión muy concentrada en una cantidad adicional de la fase interna.
- **Fluorescencia.** Por medio de la microscopía de fluorescencia se puede determinar el tipo de emulsión si la fase oleosa es fluorescente, con la condición de que el tamaño de gota sea mayor que la resolución límite del instrumento.

1.1.3. Factores que afectan la estabilidad de la emulsión. La estabilidad de la emulsión depende de la capa que existe entre las dos fases inmiscibles y el tamaño de gotas de la fase dispersa, de tal manera que estas permanezcan aisladas entre ellas.

1.1.3.1. pH. El pH tiene un rol importante sobre la estabilidad de la emulsión además de definir en gran parte el tipo de emulsión que se formará a través de las películas interfaciales, las cuales contienen ácidos, bases y sólidos. Un pH bajo (altos componentes ácidos) da lugar a una emulsión de agua en aceite, y un pH alto, (altos contenido de bases) generará una emulsión aceite en agua. Para lograr la máxima estabilidad mediante un pH óptimo dependerá fundamentalmente de la composición de la salmuera y la del aceite.

1.1.3.2. Sólidos. Las partículas sólidas tienen la capacidad de estabilizar una emulsión con ciertas condiciones; estas deben ser mucho más pequeñas que el tamaño de gota de emulsión que se van a formar y tener una mojabilidad intermedia, es decir, tener afinidad con ambos fluidos para aglomerarse en la interfase y así retardar la coalescencia. Las partículas sólidas estabilizan las emulsiones mediante la difusión en la región interfacial, donde permanecen en un estado de equilibrio para formar estructuras que crean una película la cual inhibe la unión de las gota

1.1.3.3. Temperatura. Un incremento en la temperatura aumenta la energía térmica y la interacción dinámica entre las gotas, provocando una mayor frecuencia de colisión entre ellas, lo que hace que se fusionen y por lo tanto la separación de las fases sea más fácil, haciendo más inestable a la emulsión, a medida que la temperatura incrementa, la viscosidad del crudo disminuye, y, en efecto contrario.

1.1.3.4. Tamaño de gota. El principal determinante es la distribución del tamaño de gota, las emulsiones más estables son las que tienen una distribución más homogénea y por ende son

más viscosas. Sin embargo, un tamaño de gota más pequeño desestabiliza la emulsión; debido a que es más compleja su fusión por el área de contacto.

1.1.3.5. Fracción pesada en petróleo. Algunos emulsionantes naturales se encuentran presentes en el punto de ebullición más alto de la fracción polar del aceite; estos incluyen resinas, bases, asfaltenos, ácidos orgánicos solubles en aceite como ácidos nafténicos y carboxílicos, por lo tanto, éstos compuestos son los principales constituyentes de las películas interfaciales que rodean las gotas de agua que dan estabilidad a la emulsión. Los crudos que tienen alto punto de nube generalmente tienen una tendencia más baja para formar emulsiones firmes y estables que los crudos con punto de nube bajo. Los asfaltenos estabilizan las emulsiones cuando estos no se han floculado, sin embargo, sus propiedades estabilizadoras son mejores cuando éstos son precipitados desde el aceite crudo y están presentes en fase sólida. Las resinas tienden a unirse con los asfaltenos para formar micelas, que forman un tipo de película móvil o sólida. Las ceras son sustancias parafínicas de alto peso molecular, presentes en el aceite crudo, son más aptas para formar una emulsión estable, cuando están presentes como sólidos finos en las emulsiones y cristalizan cuando el aceite es enfriado por debajo de su punto de nube.

1.1.4. Procesos que dan lugar al rompimiento de la emulsión. Es importante recalcar que existen tres procesos importantes que dan lugar al rompimiento de la emulsión: creaming, agregación y coalescencia, mostrados en la Figura 3. Estos pueden darse en forma repentina o uno puede ser resultado de la ocurrencia de otro (Schramm, 2006).

1.1.4.1. Creaming. Ocurre en las gotas de tamaño menor a 1 micra; es generado por la diferencia de densidades entre las fases inmiscibles, lo cual genera la segregación de éstas.

1.1.4.2. Agregación. Las gotas se juntan, pero no hay un cambio en la superficie total, se mueven como una unidad, y pueden dar lugar a la coalescencia.

1.1.4.3. Coalescencia. Las gotas se juntan hasta formar gotas más grandes dentro de la emulsión, con una superficie total reducida, hasta el punto de que la gota (fase dispersa) se separa de la fase continua.

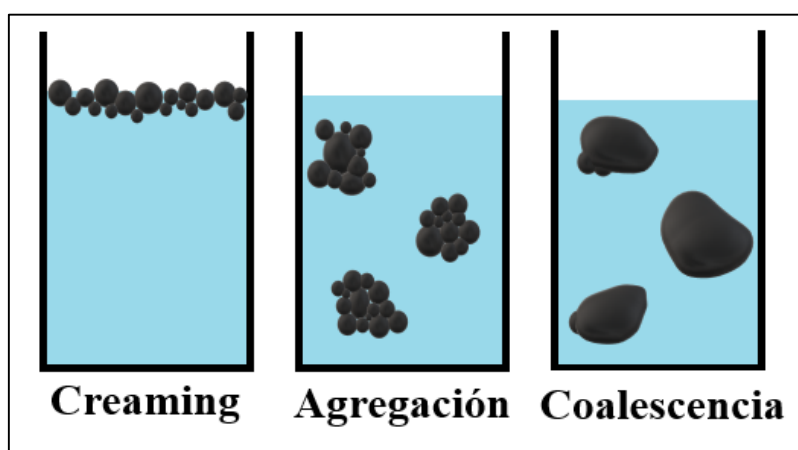


Figura 3. Proceso de rompimiento de emulsiones.

1.1.5. Reología de emulsiones. La fundamentación está en cómo fluye la emulsión en el medio poroso y su interacción roca-fluido, tomando como eje una de las propiedades más determinantes, como lo es la viscosidad. Los cuatro tipos de fluidos más comunes son; newtoniano, plástico de Bingham, pseudoplástico y dilatante.

1.1.5.1. Flujo viscoso. Los fluidos no newtonianos poseen las propiedades de un líquido y de un sólido, en algunas circunstancias, estos tipos de fluidos fluyen como un líquido y en otras condiciones, muestran propiedades de resistencia, elasticidad y plasticidad similares a las de un sólido. Además, a diferencia de los fluidos newtonianos, la viscosidad de muchos fluidos no newtonianos varía con la velocidad de corte. La mayoría de las emulsiones son pseudoplásticas, este tipo de fluido se reduce con el incremento de la velocidad de corte; es decir, la pendiente de la curva (viscosidad) de esfuerzo cortante versus velocidad de corte se reduce a medida que decrece la velocidad de corte, estos fluidos muestran un comportamiento de tipo, fluidificación por esfuerzo cortante. El ejemplo más común es el ketchup, sale del agujero en forma de chorro a alta velocidad, pero se mantiene estable cuando se sirve como porción en un plato. Otros tipos de fluidos no newtonianos son; los fluidos dilatantes, que se incrementan con el incremento de la velocidad de corte y presentan un comportamiento de tipo de espesamiento por esfuerzo cortante. Por otro lado, los fluidos tixotrópicos se reducen con el tiempo en condiciones de esfuerzo cortante, en la miel se puede observar este comportamiento, en estado sólido se vuelve líquida pero después de la agitación constante y finalmente los fluidos reopéticos, que se incrementan con el tiempo en condiciones de esfuerzo cortante, por ejemplo, cuando la crema se espesa después de la agitación constante.

1.1.5.2. Factores que pueden afectar las propiedades reológicas de una emulsión. La reología de la emulsión define la interacción de ésta con el medio poroso y con otros fluidos, especialmente en el desplazamiento, y en la configuración que el medio pueda ejercer sobre las propiedades internas.

1.1.5.3. Viscosidad de la fase externa. En su mayoría los tratamientos empíricos o teóricos de la viscosidad de emulsiones, consideran la viscosidad de la fase externa o continua como el

principal elemento para definir la viscosidad final de la emulsión, generalmente, las ecuaciones suponen una proporcionalidad directa entre la viscosidad de la fase externa y la viscosidad de la emulsión, por ende, gran parte de las ecuaciones publicadas tienen la siguiente forma:

$$\eta = \eta_o(x) \quad (1)$$

Donde x representa la suma de las otras propiedades que pueden afectar la viscosidad, el agente emulsificante se disuelve al menos parcialmente en la fase externa en varias emulsiones, η_o es la viscosidad de la solución, en lugar de la del líquido puro. Esto puede ser significativo cuando se usan agentes estabilizantes coloidales, porque tienen un efecto marcado sobre la viscosidad.

1.1.5.3.1. Concentración de la fase dispersa. La concentración teórica conveniente es la fracción en volumen o su porcentaje, por lo tanto, la ecuación que relaciona la viscosidad de una suspensión con la del líquido se debe a Einstein:

$$\eta = \eta_o(1 + 2.5\Theta) \quad (2)$$

Nota: Solo para fracciones de volumen $\Theta < 0.02$, sin embargo, ha sido aplicado con éxito, en ocasiones, hasta $\Theta \approx 0.1$.

En la literatura, se han sugerido otras ecuaciones, por ejemplo, (Richardson, 1993) ha sugerido, por razones teóricas, que, a cualquier velocidad de corte, la relación entre la viscosidad de la emulsión y la concentración de volumen es exponencial, así;

$$\eta = \eta_o e^{k\theta} \quad (3)$$

Por otro lado, las emulsiones que contienen más del 50% de la fase dispersa exhiben un comportamiento no newtoniano y la ecuación se describe a continuación:

$$\eta = \eta_o \left(\frac{1}{1 - \theta^{\frac{1}{3}}} \right) \quad (4)$$

1.1.5.3.2. Emulsiones concentradas. Son aquellas con una concentración alta en la fase interna, en consecuencia, su viscosidad también es muy alta, y su apariencia y textura son semejantes a un gel, por lo que también se les conoce como emulsiones de gel.

1.1.5.3.3. Viscosidad de la fase interna. La anterior ecuación de Einstein, fue extendida años más tarde por Taylor, quien planteó que cualquier película interfacial, transmitía el estrés tangencial de una fase a otra, por lo que concluyó la siguiente relación:

$$\eta = \eta_o \left[1 + 2.5\theta \left(\frac{\eta_i \frac{2}{5}\eta_o}{\eta_i + \eta_o} \right) \right] \quad (5)$$

Donde η_i , es la viscosidad de la fase interna, teniendo en cuenta que el coeficiente del término en la fase de concentración es equivalente a:

$$\eta = \eta_o (1 + a_o \theta + a_1 \theta^2 + a_2 \theta^3 + \dots) \quad (6)$$

Donde $a_o, a_1, a_2 \dots$ son constantes y donde a_o usualmente se toma con el valor de 2.5, también puede ser escrita así:

$$\frac{\frac{5}{2}p + 1}{p + 1} \quad (7)$$

Donde $p = \eta_i/\eta_o$ según la ecuación de Taylor, entonces α_0 puede tomar desde una unidad hasta un valor de 5/2 (valor de Einstein) y p entre cero e infinito.

Algunos autores proponen que la presencia de una película interfacial más o menos rígida inhibe la circulación interna, por ejemplo, las emulsiones estabilizadas por una concentración sustancial de agente emulsificante. Taylor también propuso que las gotas permanecen esféricas bajo cizallamiento, sin embargo, esta condición no puede estar satisfecha con altas tasas de cizalladura, para concluir, la teoría hidrodinámica parece indicar que la viscosidad de la fase interna puede ser significativa si las gotas se comportan como líquidos, si, por otro lado, las condiciones son tales que las gotas se comportan como esferas rígidas, es probable que la naturaleza química de la fase dispersa tenga un mayor efecto. (Santos, 2017)

1.1.6. Agente emulsificante: Bentonita. Los agentes emulsificantes son moléculas con una parte hidrofóbica (no polar) cola, y otra hidrofílica (polar) cabeza, su función principal es formar micelas alrededor de las gotas de la fase dispersa para disminuir la tensión interfacial entre las fases. En la Figura 4, se ilustra como el tensioactivo se encuentra en la interfase entre el agua y el aceite; en la parte izquierda (agua en aceite) se observa el grupo hidrófilo en el interior de la gotita de agua, mientras que el grupo hidrófobo se dirige hacia la fase continua, y en la parte derecha (aceite en agua) se puede observar un comportamiento inverso.

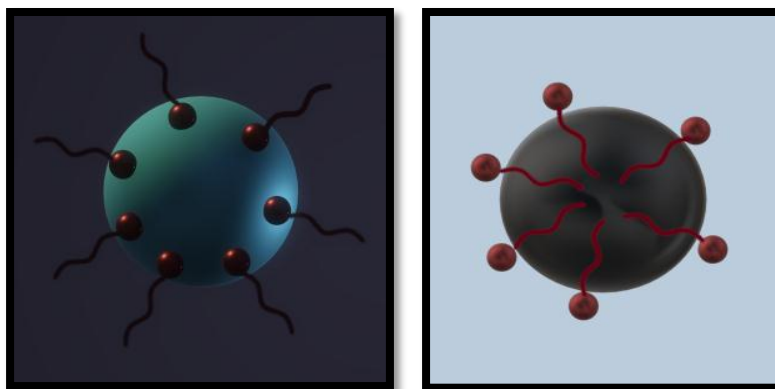


Figura 4. Formación de Micelas.

La bentonita es una arcilla jabonosa que absorbe un gran número de veces su propio volumen de agua, adquiriendo un aspecto gelatinoso. Inicialmente fue descubierta en el año 1888 en Fort-Benton, en la región de Rock-Creed en el estado de Wyoming, Estados Unidos, lugar de donde tomó su nombre. Está compuesta fundamentalmente por montmorillonita, silicato de magnesio y aluminio hidratado, que se presenta en forma de láminas cristalinas de tamaño coloidal. Un cristal unitario de montmorillonita está constituido por una capa octaédrica de alúmina entre dos capas tetraédricas de sílice y, debido a sustituciones isomórficas en la red cristalina, por ejemplo, Mg^{2+} por Al^{3+} , adquiere una carga negativa compensada por cationes metálicos alcalinos intercambiables. (Pinzón Bello & Requena Balmaseda, 1996).

Recuperación mejorada de petróleo

Durante mucho tiempo, la industria petrolera ha tenido como objetivo mejorar e incrementar la recuperación de petróleo en los campos de producción, principalmente los que ya no se encuentran en la etapa de producción primaria, por tal razón, ha desarrollado varios métodos, como, inyección

de agua o gas, estimulación con solventes, aplicación de calor por medio de técnicas térmicas, inyecciones químicas de polímeros o emulsificantes, entre otros. Estos métodos también han tenido preferencia en crudos con viscosidades altas, los cuales constituyen gran parte de los yacimientos a nivel mundial.

Uno de los factores más representativos es el desplazamiento del crudo, y su alta eficiencia de barrido en un medio poroso y permeable, que dependen de la relación de movilidades. El desplazamiento es más eficiente si la movilidad del fluido desplazante es menor a la movilidad del fluido desplazado, sin embargo, la energía del fluido desplazante no debe ser menor, ya que se requiere que impulse al fluido desplazado.

Por otro lado, el mantenimiento de la presión es uno de los principales objetivos de la recuperación, en el caso de la recuperación secundaria, en la cual uno de sus principales representantes es la inyección de agua, la cual, dependiendo del yacimiento, es aplicada, teniendo como uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta la relación de viscosidades, así pues, en crudos viscosos, donde la viscosidad del agua es muy baja comparada con la viscosidad del crudo, tiende a suceder digitación o canalización, la cual se da porque la movilidad del agua es mayor a la del petróleo, por lo tanto, hay un avance temprano de agua y un barrido ineficiente de crudo, provocando una alta relación de agua-aceite, este tipo de recuperación se acerca a su fin cuando el agua es producida en grandes proporciones y deja de ser rentable. Una de las soluciones a este método ha sido la inyección de químicos, específicamente los polímeros, los cuales disminuyen la movilidad del agua, permitiendo controlar la estabilidad del frente y mejorando la eficiencia de barrido.

Así mismo, la inyección de emulsificantes o tensioactivos es utilizada para disminuir las fuerzas capilares que pueden retener las pequeñas gotas de aceite atrapadas en el medio poroso del

yacimiento, como resultado, la saturación de petróleo residual puede reducirse, aumentando el desplazamiento de este, y por consiguiente la recuperación de petróleo. A pesar de que las inyecciones químicas pueden conducir a resultados convenientes en el recobro, esta técnica generalmente no puede ser aplicada económicamente en yacimientos viscosos, ya que la cantidad de producto químico necesario puede ser antieconómicamente sostenible (Santos, 2017).

Sin embargo, los fluidos de bajo costo como los polímeros, geles o aldehydos tienden a reducir la movilidad de los fluidos, y generalmente afectan la cara del pozo debido a su rápida acción, ya que, una vez en su lugar, son inmóviles, normalmente, esta acción es seguida por inyección de agua, la cual atraviesa los geles y disminuye el efecto de reducción de permeabilidad en las zonas ladronas de los yacimientos heterogéneos. Debido a los problemas que presentan los polímeros, la industria ha encontrado en la inyección de tensioactivos una forma atractiva para mejorar la eficiencia de barrido y la disminución de permeabilidades en zonas ladronas, lo que conlleva a aumentar el factor de recobro.

1.1.7. Emulsiones en EOR. Teniendo en cuenta los beneficios de inyectar emulsiones, varios laboratorios han llevado a cabo experimentos en campo, y en la mayoría de los casos las emulsiones de agua en aceite o de aceite en agua, han mostrado mejoras en el barrido de petróleo en la recuperación terciaria, aumentando la recuperación de crudo en comparación con la inyección de agua. La inyección de emulsiones consta de una preparación en superficie de una emulsión liofóbica, que es termodinámicamente inestable y no se puede formar espontáneamente en el yacimiento. Como se mencionó anteriormente las emulsiones están constituidas por petróleo, agua y un agente emulsificante, una mezcla inmiscible y estable es inyectada en el yacimiento dando como resultado un aumento en la recuperación de petróleo. Uno de los mecanismos principales en

este método es la emulsificación y atrapamiento, especialmente en los yacimientos de crudos viscosos. (Santos, 2017).

El flujo de emulsiones en medios porosos ha sido aprovechado como agente de taponamiento selectivo para mejorar la recuperación de petróleo en inyecciones de agua; después de utilizar una serie de materiales como cemento, roca caliza molida, cuero molido, entre otros, como tratamientos para mejorar los perfiles de inyección de agua, en el Campo Midway-Sunset, ubicado en California, Estados Unidos de América; se hicieron investigaciones de laboratorio en donde se evaluó el uso de emulsiones de aceite en agua en medios porosos, para disminuir las canalizaciones; (McAuliffe, 1973) explica como fluye una emulsión en el medio poroso, cuando se inyecta una emulsión de petróleo en agua, la gota entra en un poro, y si su radio de curvatura es menor al radio de curvatura del poro, ésta presentará una constricción que es dominada por una presión capilar mayor en el frente que en la parte posterior, este efecto recibe el nombre de “Jamin”, como se ilustra en la Figura 5, y se hace cada vez más evidente cuando quedan atrapadas más gotas, lo que indica la efectividad de la emulsión, teniendo en cuenta que si es una emulsión de aceite en agua, las gotas de aceite deben ser un poco más grandes que la garganta de poro. Generalmente, después de inyectar la emulsión, se inyecta agua, sin embargo, debido a que el agua es la fase externa del fluido inmiscible, tenderá a fluir a través de conductos preferenciales de agua, es decir, roca con preferencia a ser mojada por agua, entrando así en zonas más permeables, y quedando atrapada en el medio poroso, lo que conlleva a reducir la efectividad del flujo de agua y se obliga a las inyecciones a fluir en zonas menos permeables, lo que resulta en una mayor eficiencia de barrido. Finalmente, el proceso de atrapamiento solo puede ocurrir si el tamaño de

las gotas de la emulsión inyectada es adecuado para lograr la constricción en la garganta de poro a lo largo de la formación.

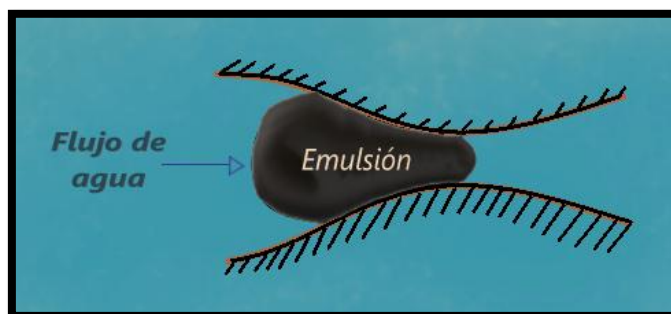


Figura 5. Constricción del poro.

Por otro lado; algunos pozos en el Campo Midway-Sunset, estaban presentando declinación de producción, lo que los acercaba cada vez más a un estado inviable económicamente, por lo que se empezó un programa experimental de perforación de pozos múltiples, según (Rivero & Heintz, 1974) se perforaron 23 pozos, que representaban el 10% de todos los pozos perforados en el Campo Midway-Sunset, en el año de 1973, cuando alcanzó su pico de producción; sin embargo al finalizar el estudio, se concluyó que, una recuperación con estimulación de vapor es alta en la vecindad del pozo o en la cara de éste, y decrece a medida que se aleja, el hecho de que el potencial de nuevos pozos con inyección de vapor cíclica, es comparable a la tasa inicial de viejos pozos con el mismo método, indica que solo hay un volumen finito drenado y que hay áreas que pueden estar prácticamente sin drenar; por lo tanto, la eficiencia de recuperación general, podría aumentarse al disminuir el espacio entre pozos.

1.1.8. Canalización. La canalización es el flujo hacia canales permeables que no fluyen hacia el pozo productor, sino que atrapan el fluido, esta ocurre principalmente cuando se inyecta agua a diferentes tasas, haciendo que el crudo que debería seguir con el frente hacia la cara de

pozo, se quede inmóvil en estos canales y por ende; disminuya la producción de aceite, aumente la relación de agua y petróleo, incremente la producción de agua, baje la eficiencia en el desplazamiento de barrido, disminuya el factor de recobro; entre otros, estos canales son generados por diferentes factores descritos por (Lawry, 1946) como; irregularidades en la estructura del yacimiento, hidratación de esquisto, ruptura o separación de las capas de esquisto por la fuerza hidráulica causada por el exceso de la presión del agua, exceso de la presión crítica, movimiento diferencial de agua a través de grietas o fisuras que contienen cantidades insignificantes de petróleo, esta incluye el movimiento a través de esquisto o carbón, flujo diferencial de agua a través de capas de permeabilidad específica relativamente alta a la permeabilidad del yacimiento, o el flujo hacia zonas ladronas con alta permeabilidad. Múltiples soluciones se han probado para prevenir, identificar y disminuir o taponar las canalizaciones, como polímeros, geles o químicos; sin embargo, varios estudios han demostrado que la inyección de emulsiones ha sido altamente eficiente para taponar los canales.

Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad de flujo que tiene un medio poroso; para, permitir la transferencia de fluidos; y; una de las condiciones principales; es que; los poros estén interconectados; la unidad que mide esta propiedad se llama, “Darcy”; y; se puede convertir a “milidarcy”. Esta propiedad puede ser vertical u horizontal, siendo esta última, mayor a la primera; debido a la heterogeneidad de los yacimientos; a la dirección de las capas; entre otros.

Así mismo; existe; la permeabilidad absoluta la cual es medida cuando el medio poroso está saturado de un solo fluido; la permeabilidad efectiva; que se da; cuando en un medio poroso

coexisten dos o más fluidos y uno de ellos tiene mejor flujo que los demás; y; la permeabilidad relativa; que relaciona a la permeabilidad absoluta y efectiva; a determinadas saturaciones; cada fluido tiene un porcentaje de saturación y cuando son inamovibles, se establece; una saturación irreducible; para el agua, con una permeabilidad relativa al agua de cero; así mismo; para el petróleo; cuando su permeabilidad relativa es cero; se define una saturación de petróleo residual o remanente. Lo anterior; generalmente; es causado por la presión capilar en el medio poroso, y para establecer el comportamiento de flujo de un fluido respecto a otros y en el yacimiento.

1.1.9. Equipo de desplazamiento Vinci. Para hacer la medición de la permeabilidad relativa ya sea en estado inestable o estable, y para realizar pruebas de daño a la formación para evaluar el comportamiento de la roca y el fluido, se utiliza el equipo mostrado en la Figura 6; y según (Cortés Benítez & Santoyo Díaz, 2016) se compone de las siguientes partes:

- “Core Holder”
- Hornos (2)
- Bombas de desplazamiento positivo Vinci
 - ✓ Agua (3)
 - ✓ Aceite (3)
 - ✓ Gas (2)
 - ✓ Confinamiento (1)
 - ✓ Contra Presión (1)
- Separador bifásico
- “Back pressure”
- Medidores de diferencial de presión

- Sistema de control
- Sistema de cámaras (3) y control de interfase
- “Gas injection Box”
- Gasómetro



Figura 6. Sistema de inyección de fluidos.

Otras partes fundamentales del equipo son; el porta núcleos, en donde se realizan inyecciones de agua, pruebas de presión para líquido y gas, y monitoreo de diferencial de presión durante las inyecciones; por otro lado, se encuentra el separador bifásico, que separa los fluidos por gravedad, muestra las alturas de las interfases, y está conformado por un cilindro conformado por dos zafiros opuestos entre sí; y por último; el controlador de presión, controla las presiones de poro y de confinamiento, cuando se realiza la inyección por medio de la bomba de desplazamiento positivo que genera y mantiene la presión. Según (Cortés Benítez & Santoyo Díaz, 2016) el software que controla el equipo puede ser manual o automático; éste, controla bombas; válvulas; entre otros,

como se muestra en la Figura 7, trabaja a presiones de hasta 10000 psi y temperatura máxima de 150 °C; también contiene un sistema de bombas triples; para recircular dentro del equipo los líquidos, de esta forma, disminuye los volúmenes utilizados para varias pruebas.

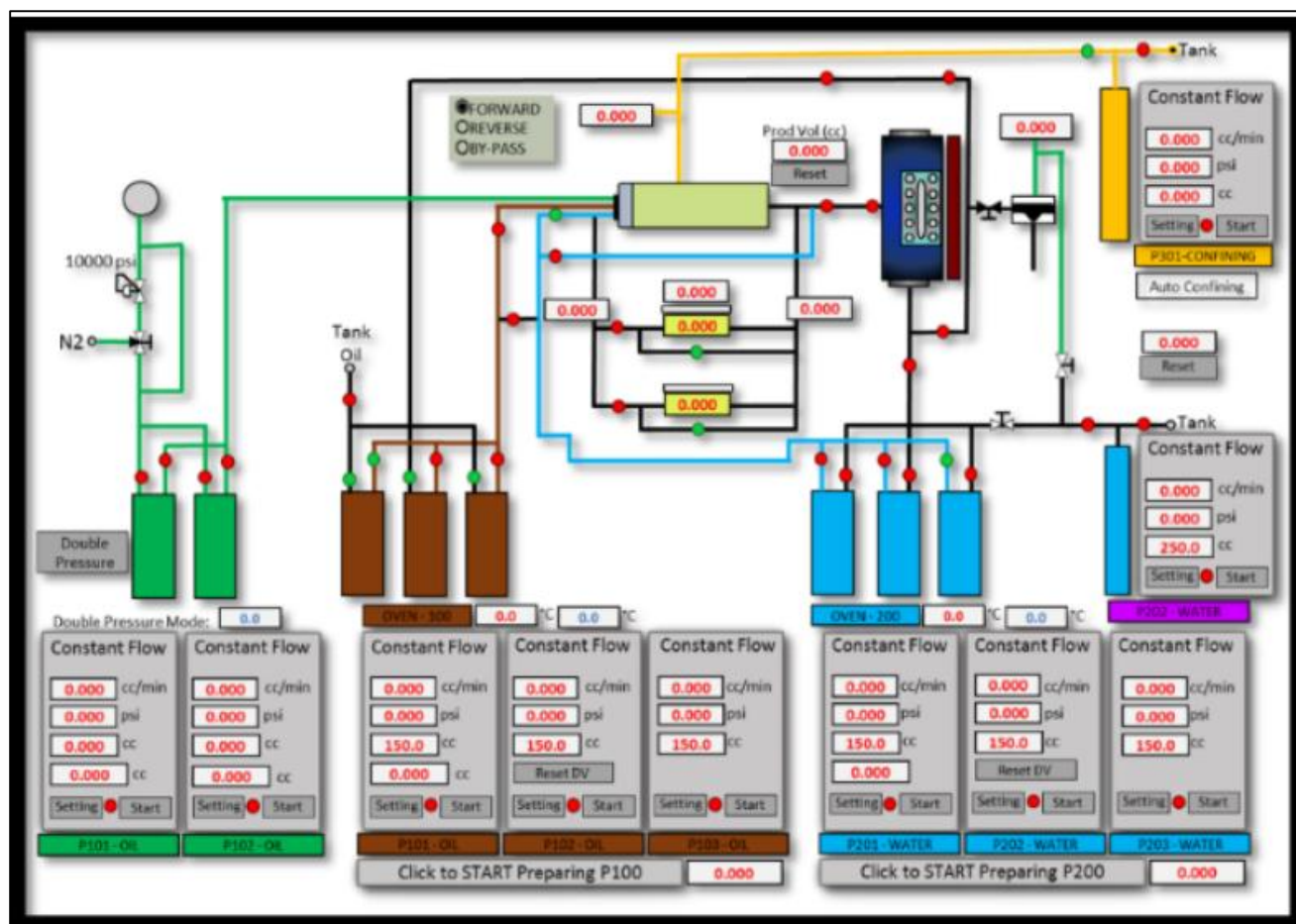


Figura 7. Esquema del Equipo de Desplazamiento Vinci. Adaptado de Cortés, C.D. y Santoyo, L.Y. (2016). Evaluación del Proceso de Inyección de Agua mediante Pruebas de Laboratorio en Medios Porosos como Método de Recobro. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Tomado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2016/164757.pdf>

Tomografía.

La tomografía axial computarizada de rayos- X, abreviadamente conocida como TAC, es utilizada para obtener imágenes del interior de una muestra de roca con el fin de obtener el comportamiento de los fluidos dentro de ésta, para su posterior análisis.

El principio físico en el que se basa la Tomografía Axial Computarizada; para; el estudio no intrusivo de la roca es la medición de la atenuación de los rayos-X que se produce cuando (Cortés Benítez & Santoyo Díaz, 2016) estos interaccionan con sus distintos materiales (Ortiz Meneses, Herrera Otero, & Santos Santos , 2017)

La configuración de los equipos para acoplar el escáner de tomografía y el sistema de inyección y producción de fluidos es descrito con sus debidas recomendaciones por (Ortiz Meneses, Herrera Otero, & Santos Santos , 2017) de la siguiente manera; “un tomógrafo multicorte de cuarta generación, con 64 cortes axiales por rotación (64 filas de detectores), con energía graduable, de manera que se pueda realizar escaneos a energía alta (120 - 140 kV) y energía baja (80-100 kV), un dispositivo (“coreholder”) que contenga el medio poroso y atenuaciones bajas de los rayos-x, construido de materiales como aluminio o titanio; preferiblemente cilíndrico, ya que esta geometría permite una fácil corrección de artificios de imágenes y una interpretación con menos errores en general, esto siempre y cuando la tomografía se realice transversal al núcleo, de manera que los cortes obtenidos sean circulares; cuando se usan mangas para muestras tipo tapón, se recomiendan que estén hechas de Buna-N o de vitón de baja dureza. Los materiales dopantes son trazadores con un número atómico alto agregados a los fluidos para mejorar el contraste visual y disminuir el error numérico en los cálculos, pueden ser agregados a cualquiera de las fases. El contenedor de la muestra debe ubicarse paralelo a la mesa de rayos-X lo que permite que se obtengan cortes

circulares de la muestra, para hacer más fácil la corrección del efecto del “beam hardening”. Se debe recordar remover siempre los dispositivos de acero que puedan interponerse en el camino del escaneo, como por ejemplo abrazaderas, ya que pueden generar absorción alta de rayos-X”. La Figura 8 presenta un esquema de la ubicación de la muestra.

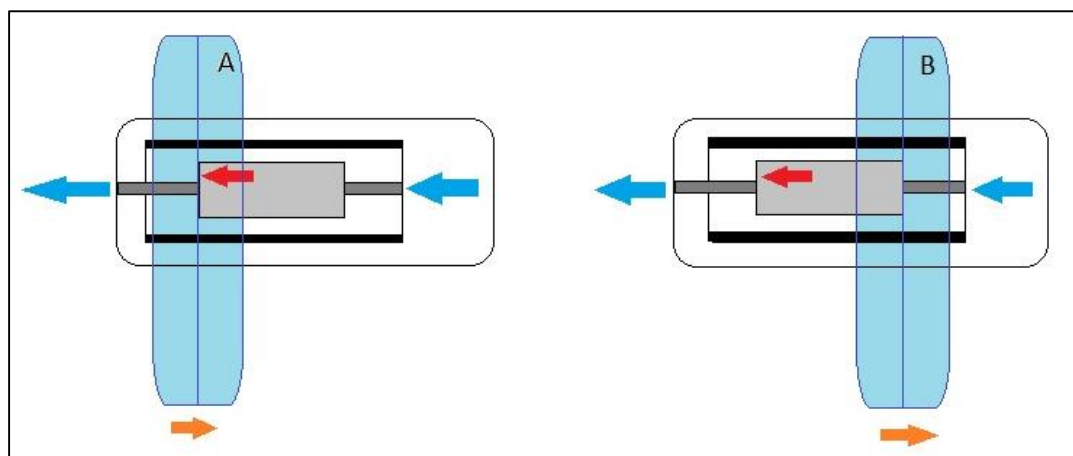


Figura 8. Ubicación del “coreholder” en el tomógrafo.

Posteriormente, para realizar el debido análisis, se debe tener conocimiento de uno de los componentes principales de las imágenes de la tomografía, como lo es, el número CT, el cual es el número que se le da a un pixel, y representa el coeficiente de atenuación lineal respecto a una posición, por lo tanto, se puede graficar este coeficiente versus la posición, para obtener un perfil de la atenuación. En algunos casos, se obtiene la saturación de aceite a partir de la atenuación de la roca saturada de crudo y la atenuación de la roca saturada de agua, en cada vóxel.

Motic

Es un software de microscopía diseñado para capturar y editar imágenes, éste se debe calibrar con un enfoque adecuado, con la información que recibe de la cámara ubicada en el microscopio trinocular (Motic Microscopy, 2012); también permite agregar textos, colores, así como balancearlos para mejorar el contraste, realizar mediciones, entre otros. En la figura se

puede observar el debido acoplamiento de la cámara con el microscopio, para el procesamiento de la información en el software.

Imagej

Es un programa para el procesamiento y posterior análisis de imágenes, el cual está programado en Java, uno de sus principales atributos es el procesamiento de imágenes de microscopía, este software fue fundamental para analizar las imágenes obtenidas por medio de la tomografía realizada a la muestra saturada, las cuales fueron copiladas, y posteriormente editadas para crear un modelo tridimensional, el cual se detalla en la metodología, en la Figura 9 se puede observar la barra de herramientas que ofrece el programa.

Adicionalmente Imagej fue seleccionada por su capacidad para calcular estadísticas de área y valor de píxel de selecciones definidas por el usuario, medir distancias y ángulos, crear histogramas de densidad y gráficos de perfil de línea, admitir funciones estándar de procesamiento de imágenes, como manipulación de contraste, nitidez, suavizado, detección de bordes y filtrado medio, realizar transformaciones geométricas como escala, rotación y volteretas, la imagen se puede ampliar hasta 32: 1 y hasta 1:32, todas las funciones de análisis y procesamiento están disponibles en cualquier factor de aumento (Imagej, 2008)

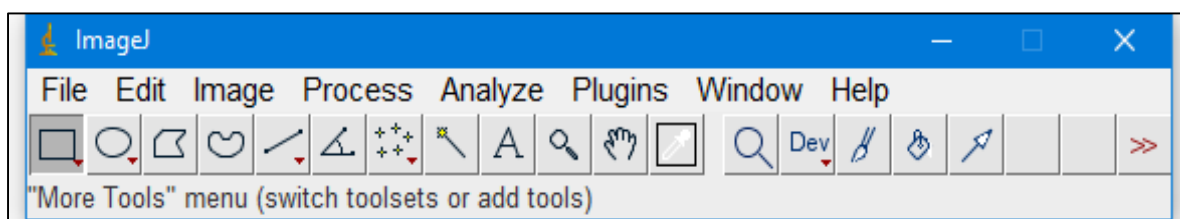


Figura 9. Barra de herramientas software ImageJ.

2. Metodología.

2.1. Primera etapa: Establecimiento de parámetros adecuados de diseño de la emulsión

El diseño de la emulsión se basa en su correcta preparación, y en la elección del agente emulsificante que mantenga la estabilidad; así como, la interacción en el medio poroso.

2.1.1. Efectividad y estabilidad de la emulsión. La estabilidad de la emulsión depende de la capacidad del agente tensoactivo para mantener la tensión interfacial baja y de este modo evitar factores que lleven a la separación de las fases.

a. Metas:

- Determinar condiciones apropiadas para que se forme la emulsión, independientemente de su estabilidad.
- Observar el comportamiento preliminar de la emulsión a través de las diferentes configuraciones, en lo referente a su formación.

b. Materiales:

- Agua destilada.
- Aceite.
- Bentonita.
- Probetas - 300 ml.
- Mezclador de alta revolución.
- NaCl
- Na₂SO₄

- KCl
- $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$
- $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$

c. Procedimiento básico:

- Preparar 2 litros de agua de formación sintética según la composición mostrada en la
¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.:

Tabla 1. *Dosificación de componentes para preparar la salmuera.*

Componente	Cantidad (g/l)
NaCl	77.4
Na_2SO_4	0.13
KCl	0.142
$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	3.55
$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	21.75

- Ubicar el “Beaker” en el mezclador, encender a 13000 rpm y añadir los componentes en el siguiente orden
- 300 ml de agua de formación sintética.
- 1 g de Bentonita que se presume de propiedades hidrofílicas.
- 1 ml de aceite pesado.

NOTA: Se varía el procedimiento anterior con diferentes configuraciones:

- **Configuración 2:** Se repite el procedimiento aumentando la energía de agitador.

- **Configuración 3:** Como alternativa se propone disminuir la viscosidad del crudo adicionando varsol en un 20 % en volumen.

$$20 \text{ ml crudo pesado} + 4 \text{ ml de Varsol} = \text{Sto reducido} \quad (8)$$

Se repite el procedimiento A usando:

- 300 ml de Agua de formación sintética.
 - 1 ml de Aceite reducido.
 - 1 g de Bentonita.
- **Configuración 4:** Se realiza una prueba sin el uso de la bentonita para observar el efecto de las partículas sólidas en la estabilización de la emulsión, repitiendo el procedimiento A usando:
 - 300 ml de Agua de formación sintética.
 - 1 ml de Aceite reducido

2.1.2. Estabilidad de la emulsión. La estabilidad es la capacidad que tiene la emulsión, específicamente el agente emulsificante, de mantener unidas dos fases inmiscibles entre sí, a pesar de las condiciones externas éstas puedan tener.

Meta:

- Analizar la separación de aceite libre.
- Evaluar el conjunto (agua de formación-aceite).

Materiales:

- Aceite reducido.
- Agua de formación sintética.

- Bentonita.
- Agitador.
- Probetas.

Procedimiento:

- a. Preparar 4 L de agua de formación sintética con la composición mencionada en el procedimiento básico, como se expone en la Figura 10.



Figura 10. Etapa de preparación salmuera.

- b. Preparar 4 muestras de la siguiente manera:

Tabla 2. Configuraciones según cantidad de Bentonita y Aceite

Muestra	Agua de formación [ml]	Bentonita [g]	Aceite [ml]
1	300	1	1
2	300	1	5
3	300	5	1

4	300	5	5
---	-----	---	---

- c. Los 300 ml de agua de formación sintética se ponen en el vaso agitador Figura 11 a 10000 rpm y se añade lentamente la bentonita dejando mezclarse durante 2 minutos aproximadamente. Enseguida agregar el aceite lentamente hasta poner toda la muestra de aceite en el recipiente durante 10 minutos.



*Figura 11.*Agitador usado para preparar la emulsión.

- d. Transferir a la probeta y se tapa con "parafilm" y aluminio.
- e. Observar cada 10 minutos, 30 minutos, 1 hora, 48 horas.
- f. Estimar volumen de aceite y agua libre.

2.1.3. Determinación óptima de proporcionalidad. Para un óptimo rendimiento del agente emulsificante, se establece la proporcionalidad con el que se debe mezclar con uno de los componentes de la emulsión, en este caso, el hidrocarburo.

Meta: Establecer la proporción agente emulsificante (bentonita) - aceite, con el fin de garantizar la protección efectiva de la gota y así evitar el gasto excesivo de bentonita.

Materiales:

- Vidrio de reloj.
- Báscula.
- Bentonita.
- Aceite.

Procedimiento para configuración número 5:

- a. Repetir procedimiento de la primera etapa utilizando 1 ml de aceite reducido, e ir agregando bentonita cada 0.25g hasta llegar a 2.5g.
- b. Observar la muestra cuando tenga 1g, 1.5g, 2g y 2.5g de Bentonita.
- c. Determinar el tipo de gota que se formó.

Segunda etapa. Caracterización de tamaño de gota y estimación de tamaño de poro

El tamaño de garganta de poro y el tamaño de poro, componen una red que influye sobre propiedades del yacimiento, controlando las características de volumen y flujo.

2.1.4. Determinación de tamaño de gota. El tamaño de gota y su respectiva heterogeneidad es uno de los factores más importantes para mantener la estabilidad de la emulsión y para definir un tamaño de garganta de poro, para su posterior entrapamiento, lo que producirá un taponamiento en canales preferenciales.

Meta: Determinar el tamaño de gota de emulsión mediante el uso de microscopía para garantizar un buen desarrollo de las pruebas de inyección.

Materiales:

- g. Aceite reducido con varsol a un 20% en volumen.
- h. Agua de formación sintética.
- i. Bentonita.
- j. Balanza electrónica.
- k. Microscopio.
- l. Portaobjetos de laboratorio
- m. Computador con software ImageJ®

Procedimiento:

- a. En base al procedimiento básico preparar 4 muestras con las siguientes composiciones:

Tabla 3. *Composición de muestras para determinar tamaño de gota*

Muestra	Cant. Agua de formación (ml)	Cant. De Aceite (ml)	Cant. De Bentonita (g)
1	300.0	0.0	2.0
2	300.0	1.0	1.5
3	300.0	1.0	2.0
4	300.0	1.0	2.5

- b. Conectar el adaptador Montaje-C al puerto trinocular del microscopio; seguidamente, conectar la cámara al adaptador Montaje-C.
- c. Iniciar el software Motic Images plus 3.0; y, seleccionar el icono en la pantalla principal de Software "Live Image Window".
- d. Cuando aparezca una nueva ventana con la imagen de la cámara en vivo, dar clic en la casilla "Ajustar a la ventana" con el fin de obtener la imagen completa.
- e. Ubicar la lámina de calibración de la imagen en el microscopio y enfocar el punto adecuado dependiendo de la imagen que se va a tomar de acuerdo al objetivo focal. La Figura 12 muestra los 4 puntos definidos para calibrar el software.



Figura 12. Lámina de calibración.

- f. Una vez se tenga el punto deseado enfocado, abrir el menú de ajustes avanzados, seguidamente seleccionar la opción "calibración".
- g. Seleccionar en el desplegable el objetivo con el que se observa el punto de calibración. Cuando se confirme la calibración, se mostrará en verde el área escogida para la calibración, la cual debe coincidir en su totalidad el área del punto de calibración, como se ilustra en la Figura 13.

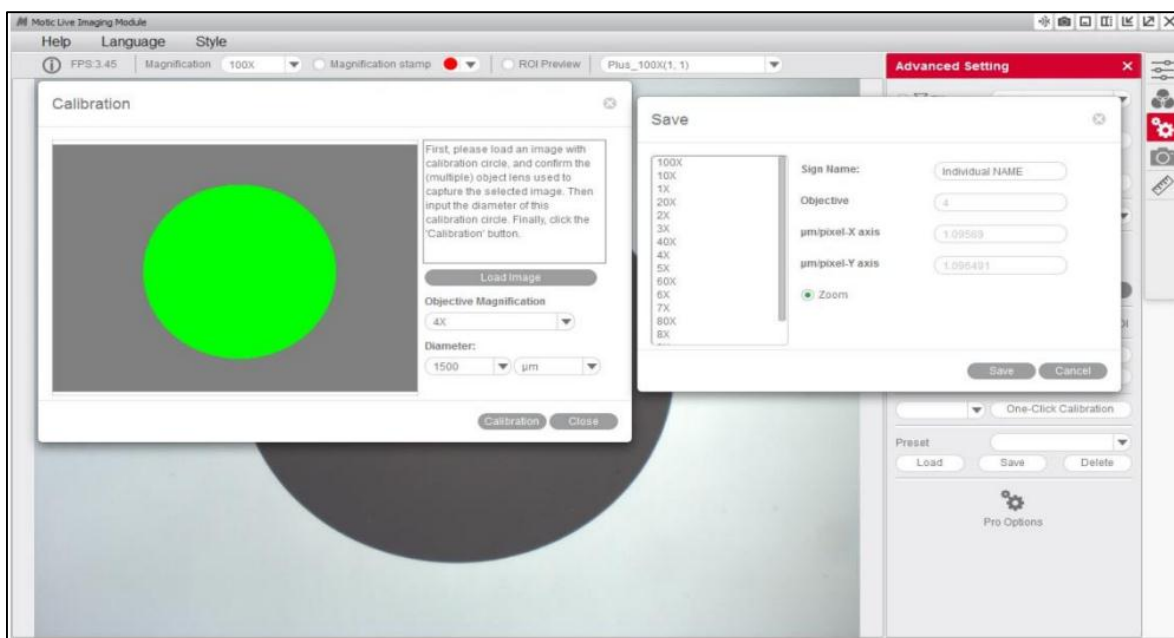


Figura 13. Calibración de la imagen de acuerdo al objetivo usado.

- h. Ya calibrado el objetivo, en la barra de herramientas de ajustes básicos, seleccionar el cuadro "Auto" para activar la función de exposición automática del software; en el caso de que la imagen no tenga un buen contraste determinar manualmente los valores.
- i. Seguidamente seleccionar la opción "Balance de blancos" para tener un mayor ajuste y diferenciación entre las gotas de emulsión y la fase continua.
- j. Seleccionar la pestaña de captura cuando se tenga la imagen que se desea capturar, luego dar clic en la opción "Captura" para obtener la imagen.
- k. Cuando se haya realizado la captura de la imagen, esta se transfiere a la interfaz y mediante el menú principal seleccionar "archivo ", seguido de "guardar como " se guarda la imagen en formato ".jpg" en el computador.
- l. Una vez la imagen descargada abrir el software ImageJ, abrir en el menú principal "file " y dar clic en "open ", buscar la imagen y dar aceptar.

Se puede determinar de dos maneras el tamaño de las partículas, automática o manual, todo depende del tipo de partícula que se está visualizando. Sin embargo, debido a la imagen y el tipo de partícula no se puede realizar automáticamente y se determinó realizarla de manera manual, como se expone en la Figura 14.

- m. Activar la herramienta "línea recta", luego trazar la línea que se encuentra en la imagen como escala, seguidamente buscar en el desplegable "analyze " la opción "set Scale" y completar los cuadros de distancia conocida sin alterar el cuadro de "distancia en píxeles", oprimir aceptar y ya se encuentra configurada la escala de la imagen.
- n. Trazar líneas en cada partícula y observar la medida transformada de píxeles a la unidad de longitud deseada en la parte superior de la barra principal para este caso se usarán mm.

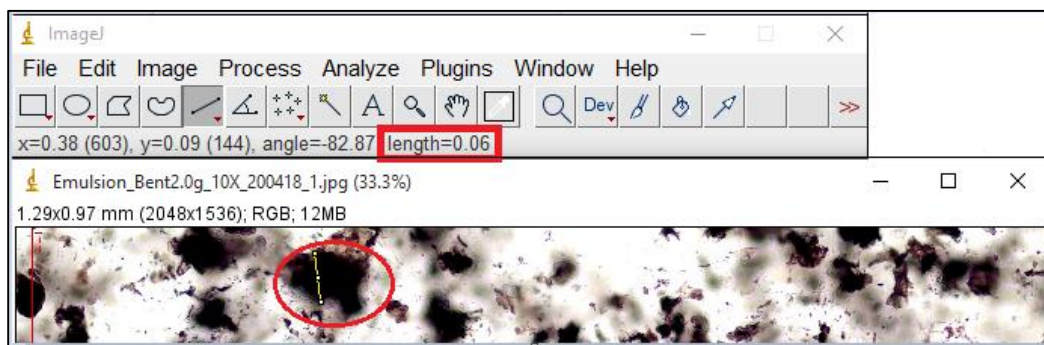


Figura 14. Medición de partículas mediante método manual.

- o. Registrar los datos en una hoja de Excel en tablas teniendo en cuenta dos factores importantes: Objetivo focal y cantidad de bentonita añadida.
- p. Tabular los resultados de acuerdo con la cantidad de bentonita usada en cada emulsión para determinar el tamaño de gota generado.

Tercera etapa: Inyección de emulsión.

El desplazamiento de la emulsión en el medio poroso permite identificar por medio de tomografía computarizada, los efectos producidos en algunas propiedades del medio, así como las saturaciones y la recuperación de petróleo.

2.1.5. Inyección de emulsión y sus efectos en la permeabilidad del medio poroso mediante el uso equipo de coreflooding y tomografía computarizada. El efecto en el cambio de la permeabilidad permite identificar el taponamiento de algunas zonas con la emulsión, para mejorar la eficiencia de barrido del crudo.

Meta: Evaluar el comportamiento que ocurre en el coreholder durante el desplazamiento de fluidos a través del núcleo.

Materiales:

- Equipo de tomografía digital.
- Equipo de desplazamiento de fluidos Vinci
- 2 L Agua destilada.
- Bentonita.
- Computador con software de registro de información.
- NaCl
- Na₂SO₄
- KCl.
- MgCl₂ 6H₂O.

- $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.
- NaI

Procedimiento:

- Preparar 2 L de agua de formación sintética de aproximadamente 103000 ppm con la siguiente composición:

Tabla 4. *Composición de salmuero para el proceso de desplazamiento de fluidos, y escaneo del núcleo.*

Componente	Proporción (g/L)
NaCl	47.4
Na_2SO_4	0.13
KCl	0.142
$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	3.55
$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	21.75
NaI (Dopante)	30

- Calentar el núcleo durante dos horas a 80°C , y pesarlo. En la Figura 15 se observa un ejemplo del peso que posee uno de los dos núcleos a trabajar.



Figura 15. Peso en seco del núcleo.

- c. Saturar el núcleo al vacío con agua de formación sintética mediante 3 ciclos de inyección de 40 minutos cada uno, seguido de un tiempo de remojo de 12 horas continuas, pesarlo y restarle el peso del núcleo en seco para determinar el volumen poroso.
- d. Determinar la permeabilidad inicial del núcleo.
- e. Dependiendo de la etapa anterior preparar la emulsión adecuada para asegurar el taponamiento de los poros canalizados.
- f. Preparar las líneas de inyección para evitar la presencia de aire en el sistema, y confinar la muestra en el coreholder como se ilustra en la Figura 16.



*Figura 16.*Coreholder de Titanio, usado para confinar núcleos con el fin de obtener atenuaciones bajas de rayos X en la representación gráfica generada.

- g. Pesar en seco los envases que contienen los fluidos a inyectar; luego, ubicar el coreholder como se muestra en la Figura17, en el soporte de la mesa del tomógrafo de manera perpendicular.
- h. Iniciar escaneo del núcleo saturado en salmuera por medio del uso del tomógrafo y registrar datos para su posterior análisis. (Cada escaneo consta de 256 imágenes capturadas por los detectores cada 0.625 mm en un mismo instante de tiempo)
- i. Cargar los envases del sistema de inyección con los fluidos a inyectar.



Figura 17. Sistema integrado de inyección de fluidos y escáner TAC 700-CT.

- j. Tomar escaneos del núcleo durante el desarrollo completo de la prueba de inyección y/o desplazamiento de fluidos para determinar gráficamente el progreso del desplazamiento del agua por medio de distancia vs. Número CT.
- k. Realizar proceso de restauración mediante la inyección de aceite reducido hasta llevar el núcleo a saturación de agua irreductible (Swirr) a una tasa de 0.25 cc/min.
- l. Pesar los envases que reciben el fluido de ruptura. Para esta fase se tienen dos núcleos y se realizaran diferentes procedimientos.
- m. . Para el núcleo B11 inyectar 1 volumen poroso de emulsión con aceite reducido al 20% en varsol; para el núcleo B12 realizar inyección de n volúmenes porosos de agua (Waterflooding) hasta llevar el núcleo a Saturación de aceite residual (Sor).

- n. Si existe algún taponamiento para el núcleo B11 inyectar agua a una tasa de 0,1 cc/min para que el sistema se estabilice; en el caso del núcleo B12, inyectar aproximadamente un volumen poroso de emulsión de aceite reducido al 20% en varsol.
- o. Pesar los envases al final de cada desplazamiento para determinar el factor de recobro por medio de balance de materia.

Cuarta etapa: Análisis de resultados.

El análisis permite identificar el efecto de la inyección de emulsión en el núcleo, comparar el estado inicial de las propiedades, con su posterior diferencial, para verificar la efectividad.

2.1.6. Análisis en el efecto de la inyección emulsión del recobro.

Meta: Determinar la efectividad del desplazamiento de emulsión en el medio poroso por medio de recopilación de datos del sistema de inyección de fluidos, y representaciones gráficas construidas por el tomógrafo a lo largo de la prueba.

Materiales:

- Computador con software Excel, ImageJ.
- Registros obtenidos durante la prueba de inyección de fluidos.
- Archivos DICOM obtenidos de los escaneos realizados por el tomógrafo digital.
- Recopilación de datos adicionales obtenidos en el procedimiento de desplazamiento de fluidos a través de los medios porosos.

2.1.6.1. Procedimiento de reproducción de imágenes obtenidas en el escaneo del desplazamiento realizadas por el tomógrafo y determinación experimental de la saturación de agua mediante los perfiles CT.

- a. Abrir el software ImageJ, Figura 18, seleccionar en el menú principal la casilla "file" buscar el desplegable llamado "import", y, seguidamente dar click en la casilla "image sequence".

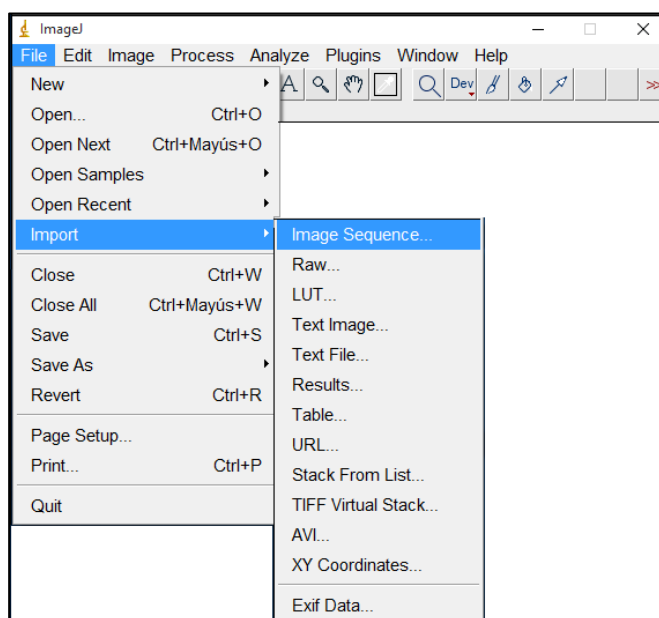


Figura 18. Software ImageJ usado para construir imágenes mediante los archivos provenientes del tomógrafo.

- b. En la ventana emergente abrir la carpeta específica de cada escaneo que contenga los archivos DICOM, seleccionar el primer archivo de la carpeta y dar clic en la casilla "abrir".
- c. Una vez abierta la secuencia de imágenes, establecer la región de interés de la imagen para obtener resultados verídicos en la representación gráfica y generación de imágenes 3D del desplazamiento mediante la herramienta "Oval selection" simultáneamente con la tecla "Shift" para generar un círculo con un diámetro de 29,53 como región de interés; después,

dar clic en "Analyze" en el menú principal, ubicarse en el desplegable "Tools", seleccionar la opción "ROI Manager " y guardar finalmente como archivo para analizar todos los escaneos con una misma región de interés.

- d. Borrar el exterior de la región de interés de estudio para obtener datos verídicos del núcleo eliminando el exterior del núcleo y el coreholder a través del menú "Edit" y en el desplegable seleccionar "Clear Outside ". Enseguida aparece una ventana emergente que indica si desea realizar la eliminación del área externa para las demás imágenes de la secuencia dar clic en el botón "Yes ".
- e. Dar clic en el botón ">>" y agregar la herramienta "Stack tools" seleccionándola en el menú desplegable.
- f. Seleccionar las imagenes que generen distorsión en la generación de los perfiles CT y no pertenezcan al núcleo para obtener información confiable del desplazamiento, mediante la herramienta "Stack Tools", seleccionando "Delete Slice " imagen por imagen.
- g. Al estar definido y ajustado el área de interés del núcleo, guardar el archivo.
- h. Ir a la herramienta "Stack Tools " y seleccionar la opción "Plot Z-axis profile ", inmediatamente aparece una gráfica que muestra Distancia vs. Número CT, mostrada en la Figura 19. Dar clic en el botón "List " seleccionar los datos, copiarlos y recopilarlos en diferentes hojas de un documento Excel para generarlas graficas con mejor diseño y mayor claridad.

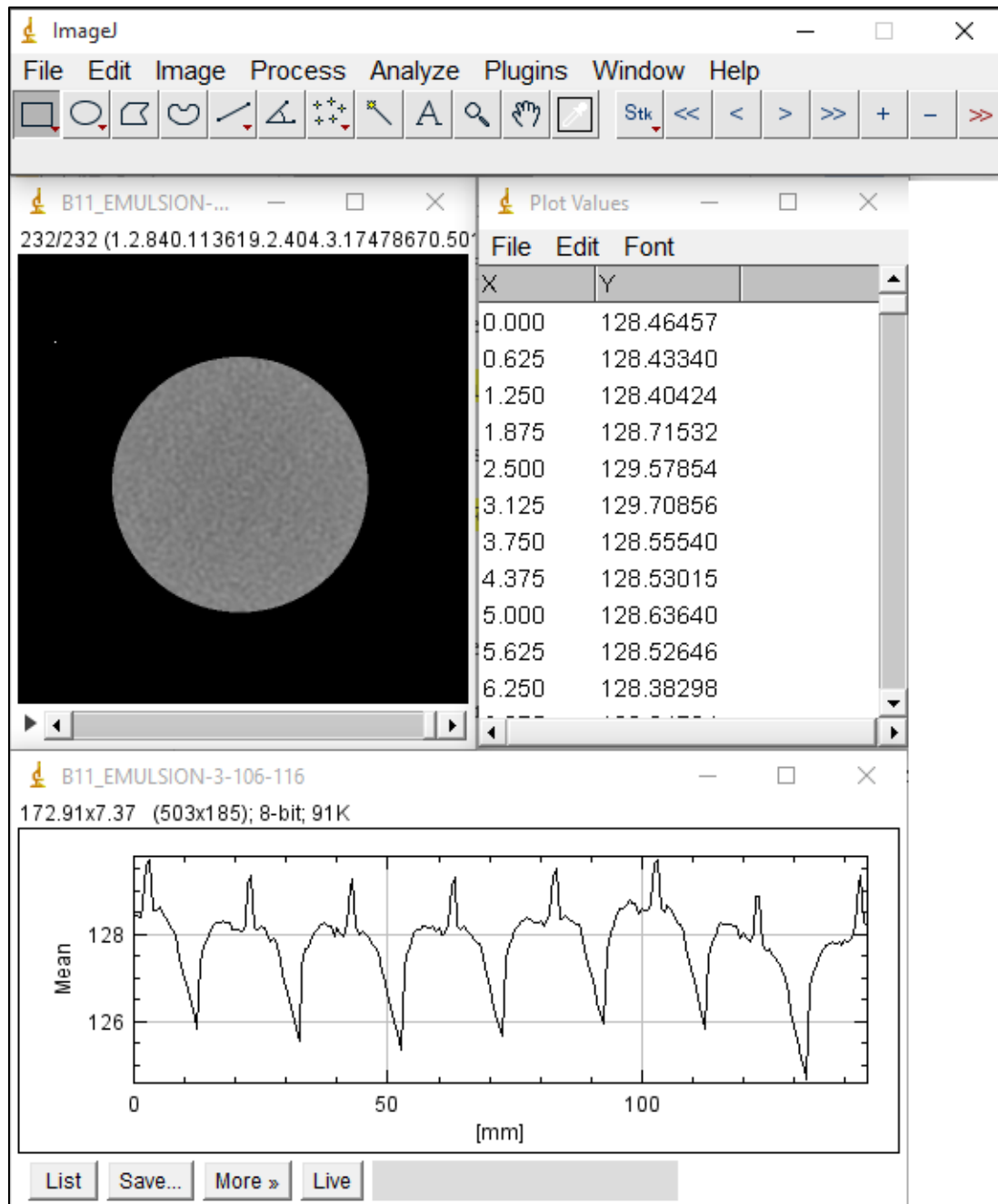


Figura 19. Ventanas emergentes de ImageJ durante el procedimiento de recopilación de datos provenientes del tomógrafo.

- i. Para crear los volúmenes 3D de los núcleos, teniendo seleccionada la región de interés; seleccionar en el menú principal de "Image" la opción "Crop" para recortar el área vacía de cada imagen.
- j. En el menú "Plugin" buscar el desplegable 3D y dar clic en "Volume Viewer".
- k. Una vez abierta la aplicación, en el primer desplegable ubicado en la parte superior izquierda, seleccionar la opción "Projection"; seguidamente, en el siguiente desplegable, seleccionar la opción "Tricubic Sharp"
- l. Establecer el contraste y color del núcleo. En la parte superior derecha de la pantalla, se observa un menú con diferentes opciones de colores para el volumen 3D, exhibido en la Figura 20, de igual manera se pueden determinar manualmente mediante la paleta "Red-Green-Blue" (RGB).

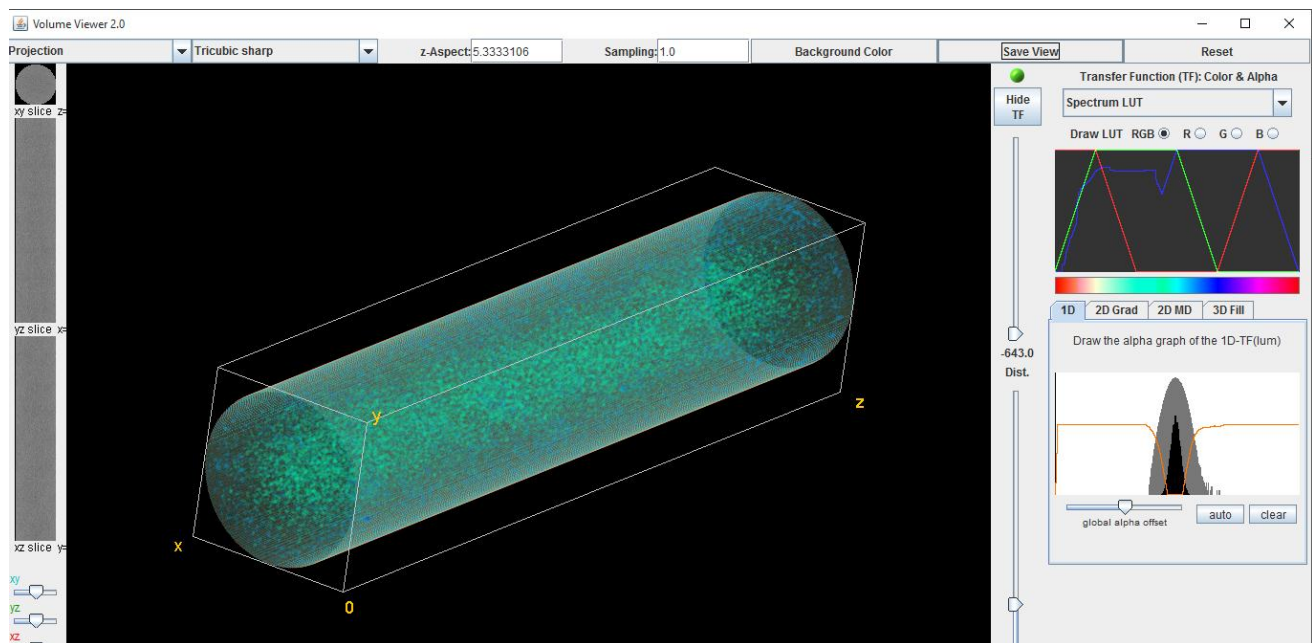


Figura 20. Vista de aplicación interna de ImageJ "Volume Viewer".

- m. Para guardar la imagen seleccionar la opción "Save View"; inmediatamente, se abrirá una ventana emergente con la correspondiente imagen, en esta ventana dar clic derecho, buscar la opción "Control Panel"; finalmente escoger la opción "Save as" y guardar la imagen en el formato que se desee.
- n. Mediante la ecuación extraída de (Ortiz Meneses, Herrera Otero, & Santos Santos , 2017) se pueden obtener saturaciones de agua mediante las imágenes 3d construidas

$$S_w = 1 - \frac{CT - CT_w(1 - S_{w_{irr}})}{CT_{irre} - CT_w} \quad (9)$$

Donde:

CT: Número CT obtenido de cada escaneo.

CT_w: Número CT obtenido del escaneo del núcleo saturado 100% de agua de formación sintética.

S_{wirr}: Saturación de agua irreducible obtenida mediante el balance de materia en el proceso de drenaje.

CT_{irre}: Número CT obtenido cuando el desplazamiento de fluido haya llegado a ruptura.

S_w: Promedio de todas las saturaciones obtenidas de la ecuación(10) sin tomar en cuenta valores que sean mayores a 1.

2.1.7. Procedimiento para analizar información recopilada por el equipo de desplazamiento Vinci.

- Meta: Determinar efectividad de la emulsión por medio de la información recopilada por el equipo de desplazamiento durante las pruebas realizadas.

- a. Abrir los archivos (.h24) que contienen la información recopilada de los desplazamientos, en una hoja Excel.
- b. Establecer las horas de inicio y finalización de cada desplazamiento, con el fin de obtener graficas únicas para cada proceso de desplazamiento.
- c. Crear una columna para el tiempo de duración de cada desplazamiento.
- d. En otra columna compilar las tasas de inyección de las bombas de desplazamiento positivo y los deltas de presión que se generaron durante el proceso.
- e. Proyectar conjuntamente en una gráfica las variables: tasa de inyección y ΔP Vs Tiempo.
- f. Estimar la permeabilidad basándose en la ecuación (10)

$$Q = \frac{K * A * \Delta P}{\mu * l} \quad (10)$$

Donde

Q: Caudal (Bbl/día)

K: Permeabilidad (mD)

A: Área (ft²)

μ : Viscosidad (cP)

l: Longitud (ft).

ΔP : Delta de presión (psi)

Se grafican los puntos Q vs ($\Delta P * A * 0,001127 / (\mu * l)$) se traza una línea de tendencia donde la pendiente será la permeabilidad, se determina la regresión.

3. Resultados

Parámetros adecuados de la emulsión

3.1.1. Efectividad de la emulsión.

- En la configuración 1 no se logra la emulsión, pero si se presenta una dispersión del aceite, aunque la homogenización no es alcanzada.
- Configuración 2: Se evidencia que posiblemente el mezclador usado no es el adecuado para la formación de la emulsión
- Configuración 3: Al disminuir la viscosidad del crudo mediante la mezcla con varsol la emulsión se forma y existe adherencia de las partículas sólidas a la superficie de las gotas de aceite.
- Configuración 4: Al no adicionarse la bentonita se comprueba que esta posee afinidad hidrofílica y el uso de esta como agente estabilizante es efectivo.

3.1.2. Estabilidad de la emulsión. Las muestras se almacenan en probetas de 100 ml; como se enseña en la Figura 21; sin embargo, el volumen preparado de cada muestra es de 300 ml, por lo tanto, se desechan 200 ml de la mezcla emulsionada, lo que ocasiona que la proporción de bentonita y aceite en los 100 ml almacenados sea desconocida, aunque pueda ser estimado por medio de una relación no hay certeza.



Figura 21. Muestras después de 48 horas. De izquierda a derecha se encuentran ubicadas las muestras en orden numérico.

Al desarrollarse el procedimiento de análisis de estabilidad garantizando una protección adecuada se observan los siguientes datos.

Tabla 5. Observaciones procedimiento muestra número 5

Tiempo (min)	Cantidad de Bentonita (g)	RPM	Protección adecuada	Tamaño de gota visible
0:00	1,00	10000	Sí	Sí
5:00	1,50	10000	Sí	Sí
8:00	1,50	6000	Sí	Sí
10:00	2,00	10000	Sí	Sí
13:00	2,00	6000	Sí	Sí
15:00	2,50	10000	Sí	No
18:00	2,50	6000	Sí	No

Una vez finalizada la prueba, la muestra 5 se almacena y se deja en reposo durante 24 horas para observar cambios significativos de la gota en la emulsión. Como se puede inferir de la tabla se añadieron en total 2,5 g de bentonita en 1 ml de aceite y 300 ml de agua de formación sintética. Al compararse con las muestras 1 y 3 se nota una reducción en el tamaño de gota.

Después, se procede a buscar la proporción óptima del agente emulsificante entre 1 y 2,5 g mediante el procedimiento de estimación de tamaño de gota.

Se preparó otra muestra con 2 g de bentonita para observar su comportamiento después de 24 horas, la cual presentó un comportamiento extraño donde se presentó acumulación excesiva en superficie en forma de "hojuelas". Se presume que las propiedades del aceite reducido al 20% en volumen aumentando su viscosidad luego de haber sido preparada dos semanas antes.

Se recomienda no almacenar el aceite reducido por más de 4 días ya que sus propiedades pueden cambiar y afectar el comportamiento de la emulsión.

Tamaño de garganta de poro

El tamaño de garganta de poro y el tamaño de poro, componen una red que influye sobre propiedades del yacimiento, controlando las características de volumen y flujo.

3.1.3. E (cm^3/min). Tomando como base la investigación de la correlación de la eficiencia de recuperación con las características de la garganta de poro, utilizando análisis digital de rocas, realizada por (Hu , Wyatt, Chen, & Martysevich, 2015) se establecerá un estimado de tamaño de garganta poro, teniendo en cuenta que, en este estudio, datos de alta resolución se obtienen de una muestra con litología de arenisca de Berea, mediante, micro escaneo de tomografía

computarizada, el tamaño de garganta de poro se extrae mediante un proceso de segmentación de imágenes, captadas a una resolución de 26 micras, posteriormente se toman algunas propiedades estadísticas, como la distribución del tamaño de poro y garganta de poro. El software "Avizo", calcula el área de la superficie de la garganta y el volumen de los poros, seguidamente se realiza un histograma de la distribución del tamaño de garganta de poro, que dio como resultado, un rango de 12 micras a 204 micras, lo que concuerda con el tamaño de gota de la emulsión.

Tamaño de gota.

Por medio de imágenes se determinó el tamaño de gota de cada emulsión, las siguientes figuras pertenecen a la emulsión que contiene 2 g de bentonita como agente emulsificante, la cual resultó ser la más adecuada para la inyección por su comportamiento y tamaño con diferentes objetivos focales, la Figura 22 ilustra un objetivo focal de 10X y la Figura 23 un objetivo focal de 40X.

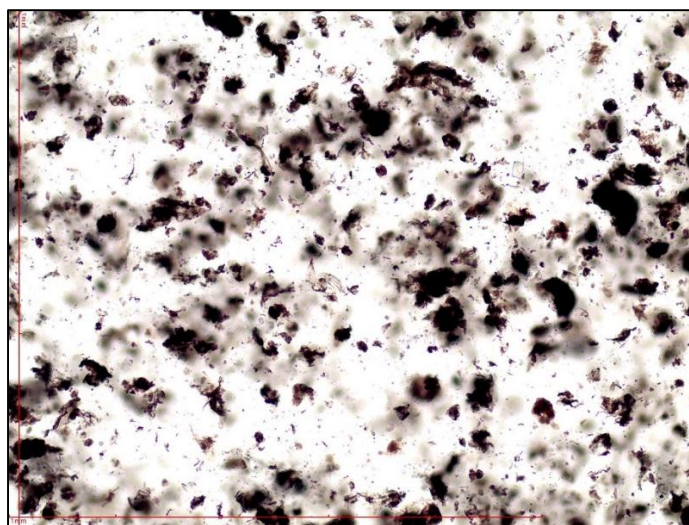


Figura 22. Captura de imagen de la emulsión que contiene 2 g de Bentonita con un objetivo focal de 10X.

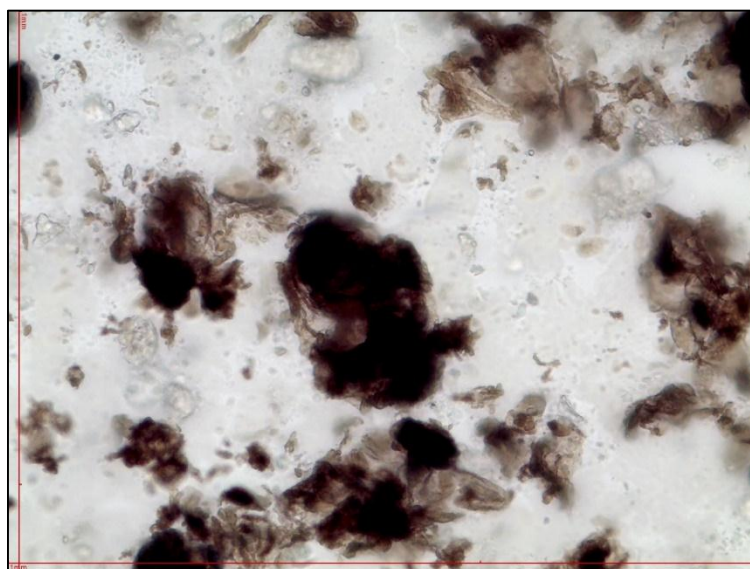


Figura 23. Captura de imagen de emulsión con 2 g de bentonita con un objetivo de 40X .

Al analizar las imágenes, se determinaron los tamaños de gota incluidos en la siguiente tabla:

Tabla 6. *Consolidado de tamaños de gotas promedio.*

Muestra	Número de partículas analizadas	Tamaño promedio (μm)
1	80	28
2	40	157
3	40	141
4	142	123

Tercera etapa: Inyección de emulsión.

Para el desarrollo de la inyección de los fluidos a través de los núcleos se determinan las propiedades mencionadas en la Tabla 7.

Tabla 7. *Propiedades de los núcleos y el fluido.*

Propiedades núcleos B11/B12 y fluidos	
Longitud	15,250 cm
Diámetro	3,836 cm
Área	11,56 cm^2
Volumen B11	176,24 cm^3
Peso B11	355,99 g
Peso B12	352,2 g
Viscosidad de la salmuera	1 cp
Densidad de la salmuera	1 g/cm^3
Densidad del aceite reducido	0,933 g/cm^3

$$Vol. Poroso = (W_{\text{núcleo sat.}} - W_{\text{núcleo seco}}) * \frac{1}{Densidad \left(\frac{g}{cc}\right)} \quad (11)$$

Los núcleos se saturaron con salmuera, mediante la ayuda de la ecuación (11) se adquirieron los datos mostrados en la Tabla 8.

Tabla 8. *Volumen poroso obtenido de los núcleos al saturarse con salmuera.*

Núcleo	W secado (g)	W saturado (g)	W fluido	Volumen poroso (cm ³)	Porosidad
B11	355,99	398	42,01	42,01	23,84%
B12	352,2	393,77	41,57	41,57	23,59%

Se puede deducir que la porosidad de los núcleos es aproximadamente del 24%.

Luego del proceso de inyección de aceite (Drenaje) se realizó la inyección de 1 volumen poroso equivalente a 42,01 cm³ obteniéndose los siguientes datos enunciados en la Tabla 9.

Tabla 9. *Factor de recobro del desplazamiento de emulsión en el núcleo B11.*

Núcleo	Procedimiento finalizado	Volúmenes porosos inyectados	Peso de aceite de ruptura (g)	Volumen aceite recuperado (cm ³)	Factor de recobro
B11	Emulsión	0,511	11,38	12,19	29%
B12	Inyección de agua	1,26	8,30	8,90	21,4%

Se puede apreciar que el proceso de inyección de la emulsión brindó una recuperación de aceite equivalente al 29%.

Para determinar la saturación de agua irreducible, se usó un balance de materia por medio el peso del envase al llegar a ruptura la inyección de aceite (Drenaje) y se obtienen los resultados recopilados en la Tabla 10.

Tabla 10. *Determinación de saturación de agua irreducible.*

Volumen Agua Recuperado (cm³)	Volumen Poroso (cm³)	Swirr
29,88	41,57	28,1%

De la anterior tabla se concluye que la saturación de agua irreducible es de 28,1%.

Análisis del procedimiento de inyección de fluidos por medio de los datos obtenidos del conjunto sistema de desplazamiento y escáner.

Para el manejo de información del escáner se borraron las primeras 11 imágenes y las últimas 13 imágenes de la secuencia de 256, debido a que estas no pertenecen al núcleo e interfieren con la generación y veracidad de los perfiles CT del objeto a observar. La Figura 24 muestra una construcción del núcleo en 3D luego de ajustar el archivo.

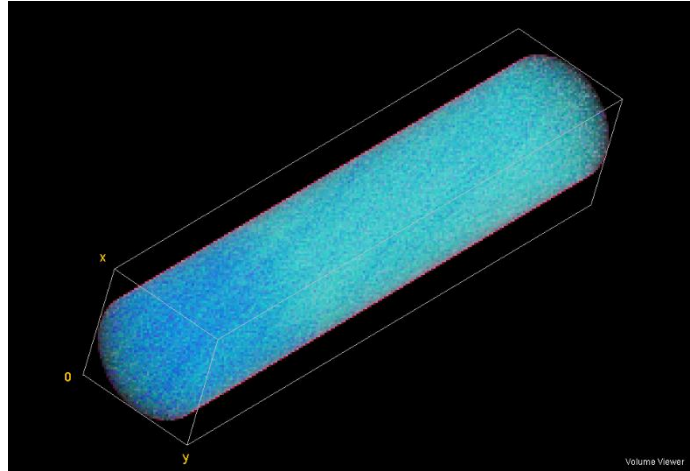


Figura 24. Imagen construida en 3D del núcleo luego de realizar limpieza de la secuencia de imágenes.

Antes de iniciar el proceso de drenaje del núcleo B11 se decidió determinar la permeabilidad inicial del núcleo y se recopilaron los datos que se exponen en la Tabla 11.

Tabla 11 *Información recopilada para estimar permeabilidad inicial del núcleo*

Q[cm³/min.]	ΔP[psi]	Q[Bb/dia]	AdP/mL
0,15	0,08	0,0013575	2,40328E-06
0,25	0,298	0,0022625	8,95223E-06
0,5	0,45	0,004525	1,35185E-05
0,75	0,68	0,0067875	2,04279E-05
1	0,85	0,00905	2,55349E-05

Por medio de la información de Tabla 11 se pudo representar la Figura 25 para determinar la permeabilidad.

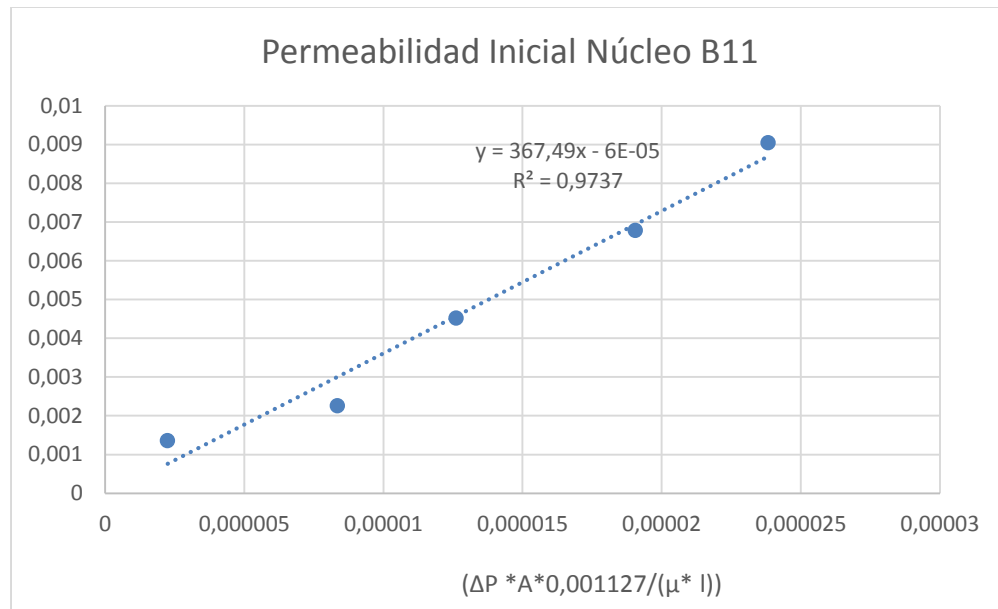


Figura 25. Demostración grafica para determinación de permeabilidades.

De la Figura 25 se determina que la permeabilidad inicial de la roca es de **367,49 mD** con una desviación estándar de 97,37%.

Iniciado el proceso de drenaje para el núcleo B11 se realizaron 8 escaneos que se representan en la Figura 26, obteniéndose un claro perfil del núcleo completamente saturado hasta el tiempo de inyección de aceite 01:56:48.

En el proceso de inyección de aceite (Drenaje) hasta llevar el núcleo a saturación de agua irreducible se operó a dos tasas 0,25 cm³/ min durante aproximadamente 2 horas 24 minutos, luego se inyectó a una tasa 0,022 cm³/ min hasta la finalización de la inyección que duró 17:48:39. La Figura 27. Permite observar el cambio del delta de presión brusco al cambiar el caudal.

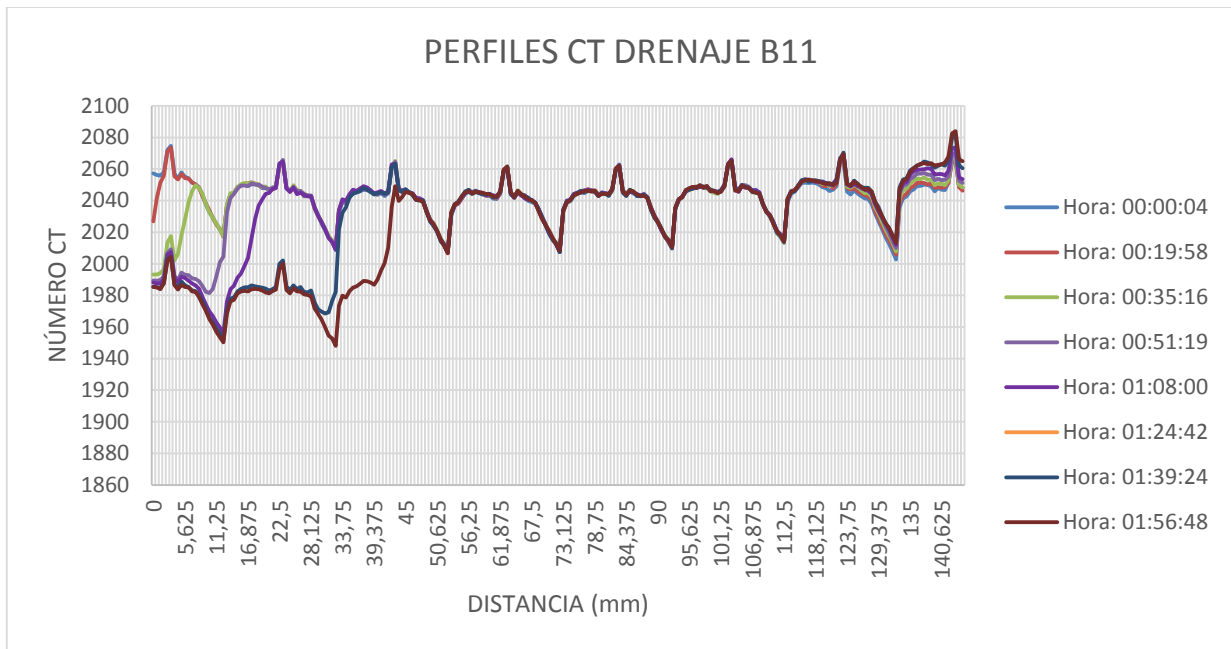


Figura 26. Perfil CT proceso de drenaje núcleo B11.

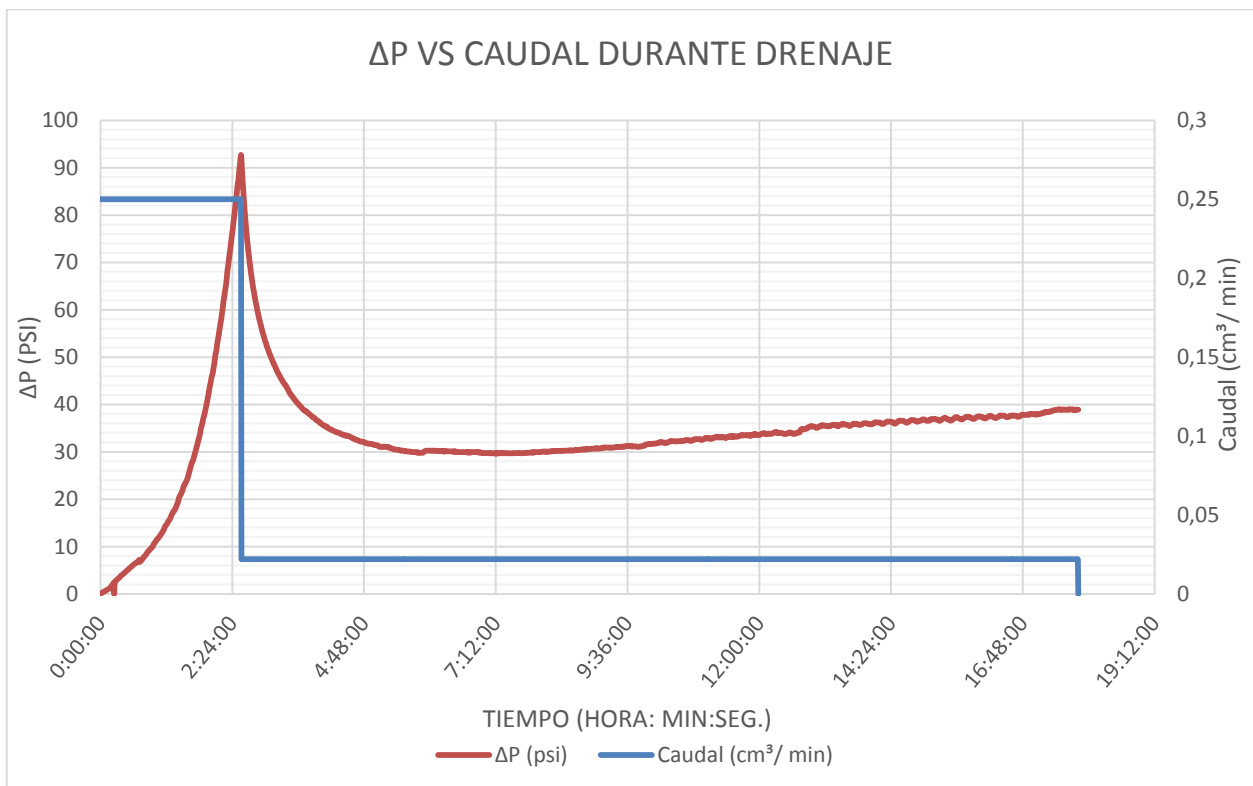


Figura 27. ΔP Vs. Caudal durante proceso de drenaje.

Haciendo uso de la ecuación (10) se extrae la Figura 28, que muestra la saturación de agua en el núcleo B11 a través del tiempo.

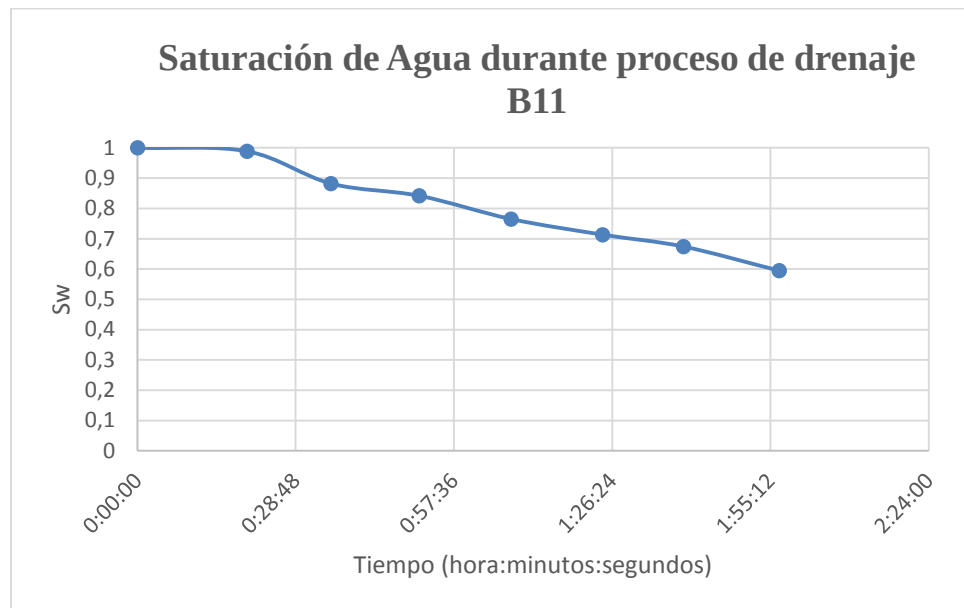


Figura 28. Saturación de agua Vs. T.

Luego del proceso de inyección de aceite hasta llegar a saturación de agua irreducible, se inyecta aproximadamente un volumen poroso de emulsión, del cual se obtuvieron 5 escaneos observados en la Figura 29, en la cual no se observa claramente el desplazamiento debido a que tienen número CT similares al aceite.

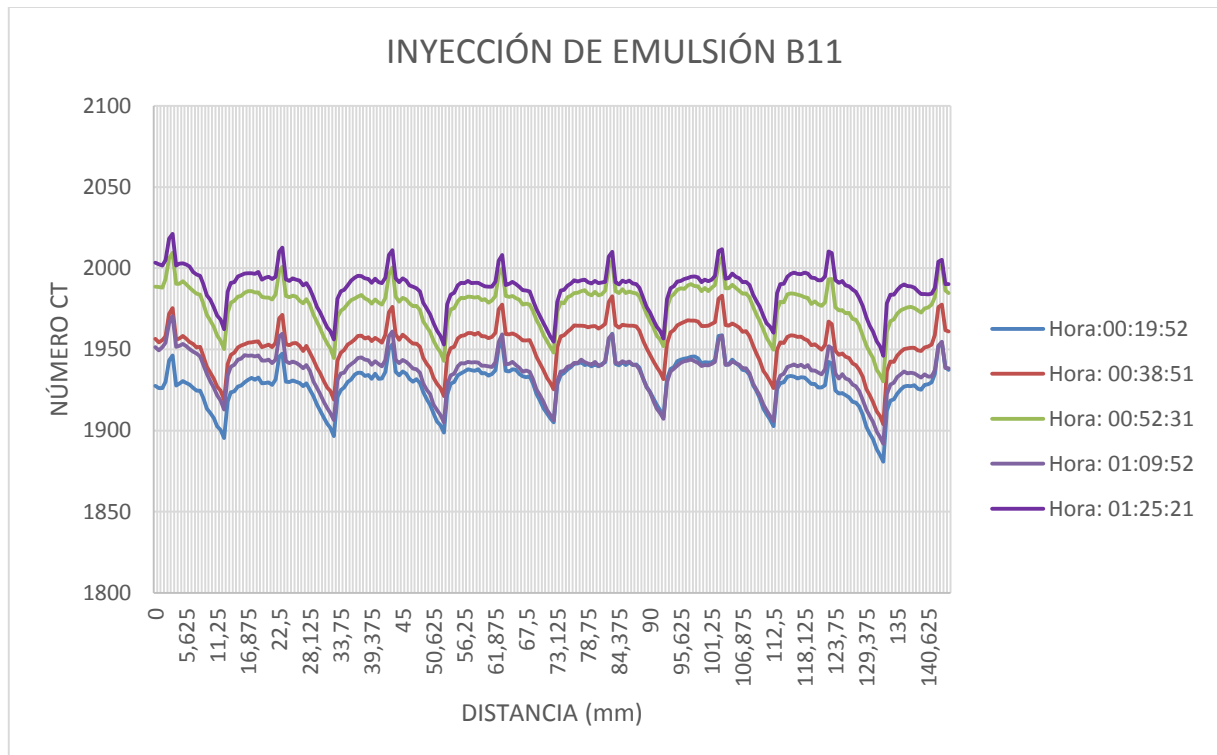


Figura 29. Perfiles CT generados durante la inyección de emulsión.

A través de la Figura 30 se puede analizar que la inyección de emulsión a una tasa constante permite observar un taponamiento ya que se puede observar un aumento gradual del delta de presión, hay una caída de presión debido a que el sistema dejó de inyectar durante 10 minutos, este desplazamiento tomó 1:36:00.

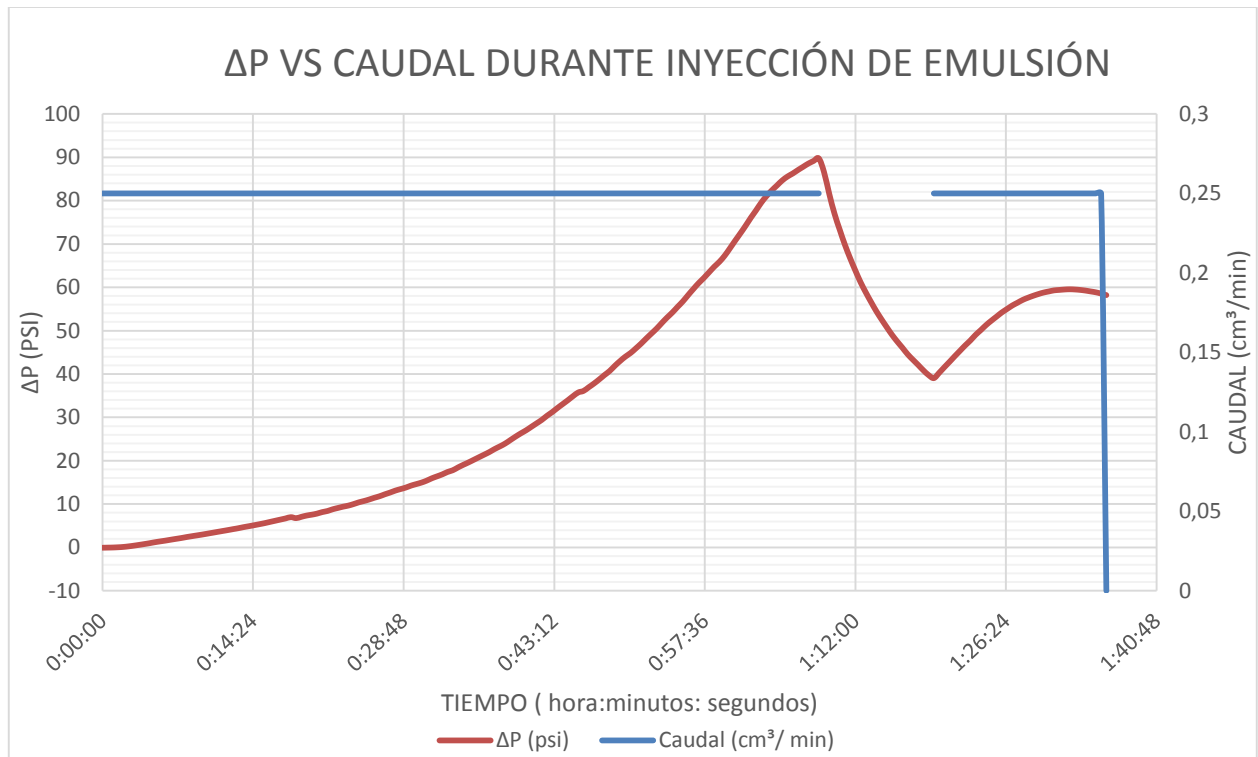


Figura 30. ΔP VS Caudal durante inyección de emulsión.

Una vez finalizada la inyección de emulsión se procedió a realizar la inyección de agua a diferentes tasas para determinar la permeabilidad; durante el proceso se realizaron 3 escaneos mostrando diferentes números CT (ver Figura 31), sin mostrar imágenes claras del desplazamiento a lo largo del núcleo.

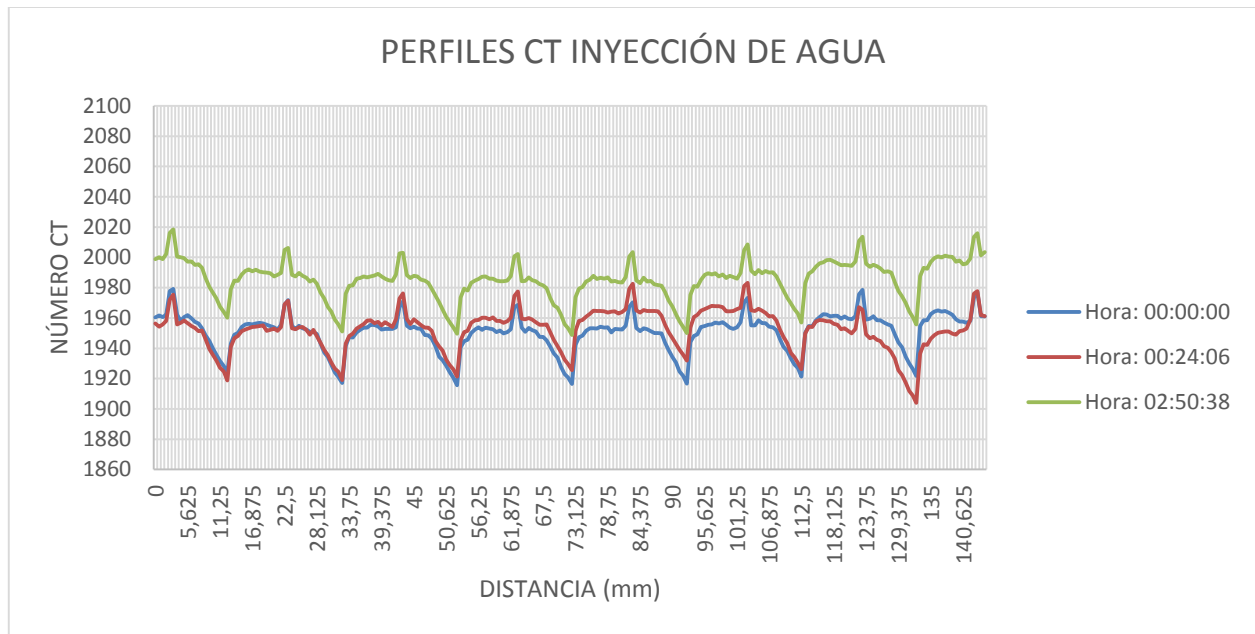


Figura 31. Perfil CT inyección de agua núcleo B11.

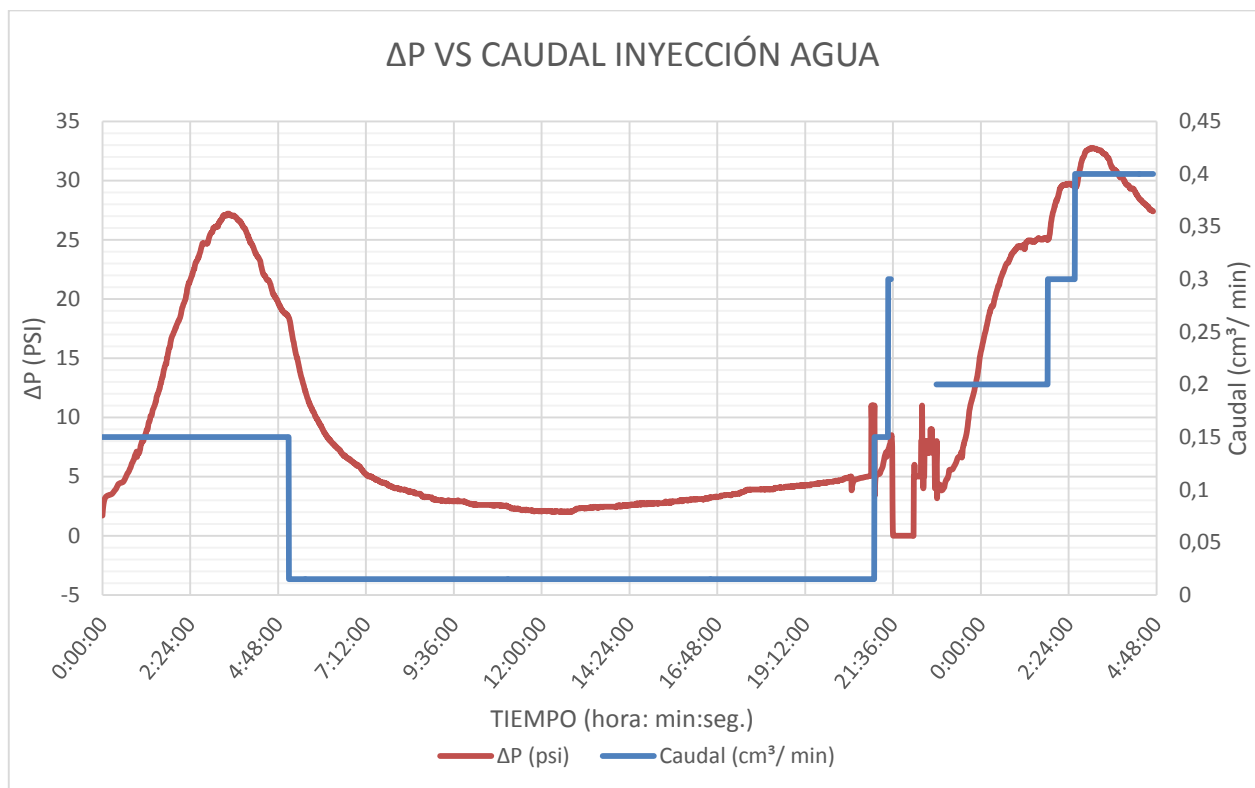


Figura 32. ΔP VS Caudal durante inyección de agua en el núcleo B11.

En la Figura 32 se puede observar que se inyecta a diferentes tasas para determinar la permeabilidad del agua efectiva a Sor se recopilaron los datos que se exponen en la Tabla 12.

Tabla 12. Información recopilada para estimar permeabilidad efectiva del agua a Sor.

Q[cm ³ /min.]	ΔP[psi]	Q[Bb/día]	AdP/mL
0,2	22,5	0,00181	0,000630636
0,3	29	0,002715	0,00081282
0,4	32,6	0,00362	0,000913722

Por medio de la información de Tabla 12 se obtiene Figura 33

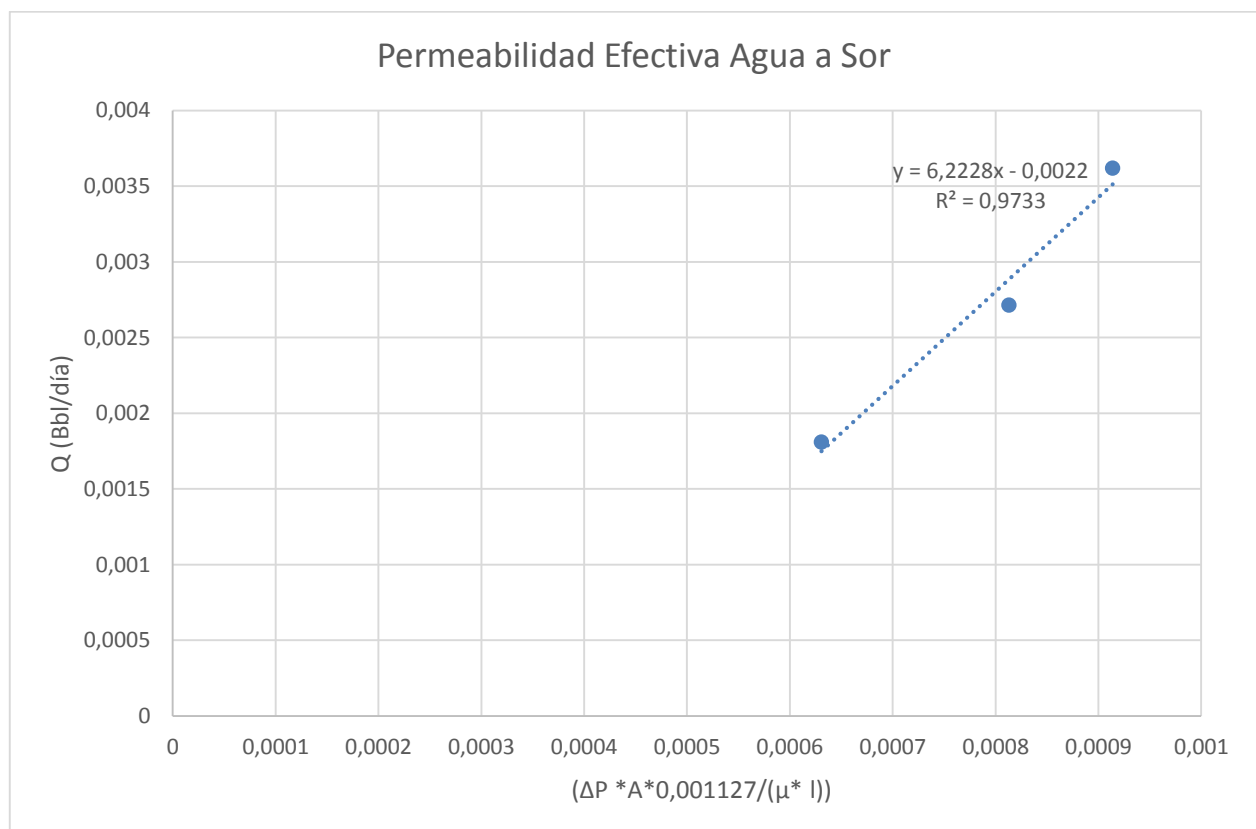


Figura 33. Gráfica de puntos para determinar permeabilidad efectiva agua a Sor durante inyección de agua.

De la Figura 33 se determina que la permeabilidad efectiva del agua Sor es de **6,22 mD** con una desviación estándar de 97,33%.

Previamente a la inyección de aceite se decidió realizar inyección de agua a diferentes tasas que se exhiben en la Figura 35, para determinar la permeabilidad inicial del núcleo. En la Tabla 13, se observan los datos de interés

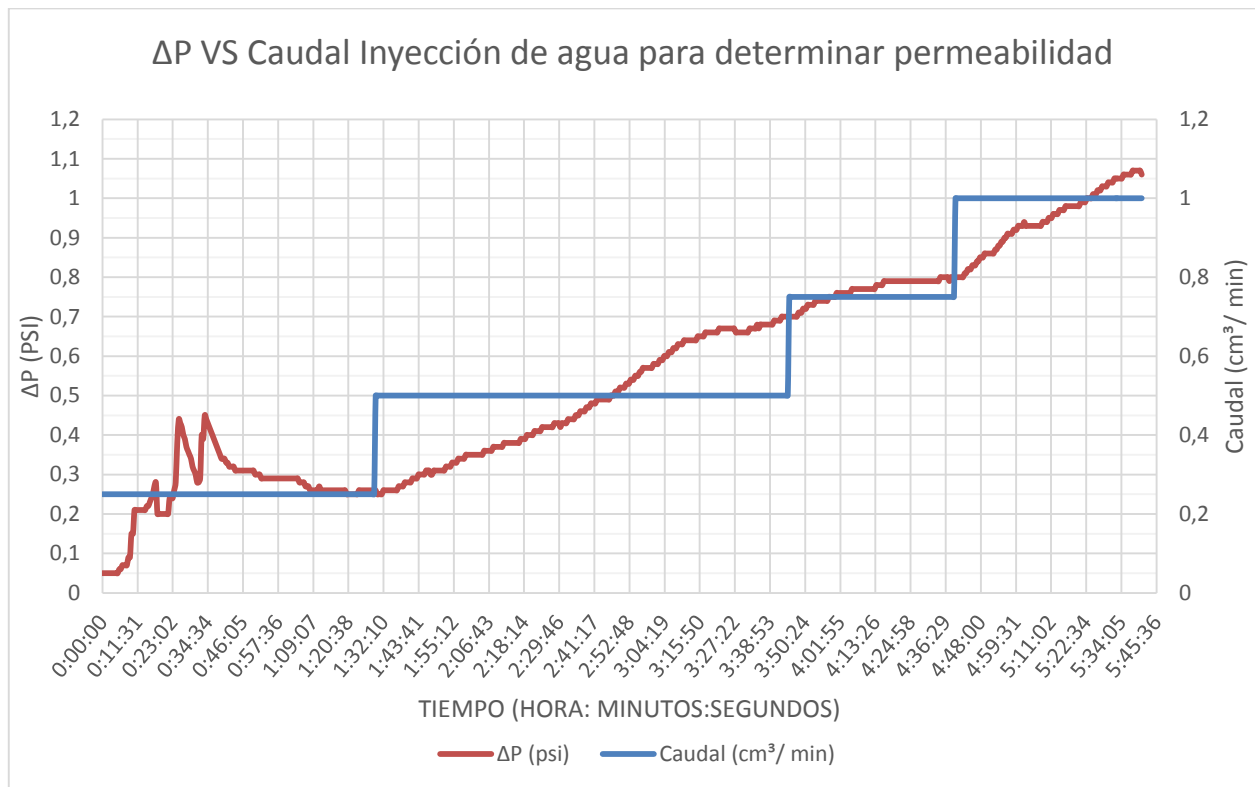


Figura 34. ΔP VS Caudal en determinación de permeabilidad inicial B12

En base a la Tabla 13 se obtienen los puntos para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo B12

Tabla 13. Información recopilada para determinar permeabilidad inicial del núcleo B12

Q (cm ³ /min)	ΔP [psi]	Q[Bbl/día]	AdP/mL
0,25	0,26	0,0022625	7,28735E-06
0,5	0,66	0,004525	1,84987E-05
0,75	0,79	0,0067875	2,21423E-05
1	0,93	0,00905	2,60663E-05

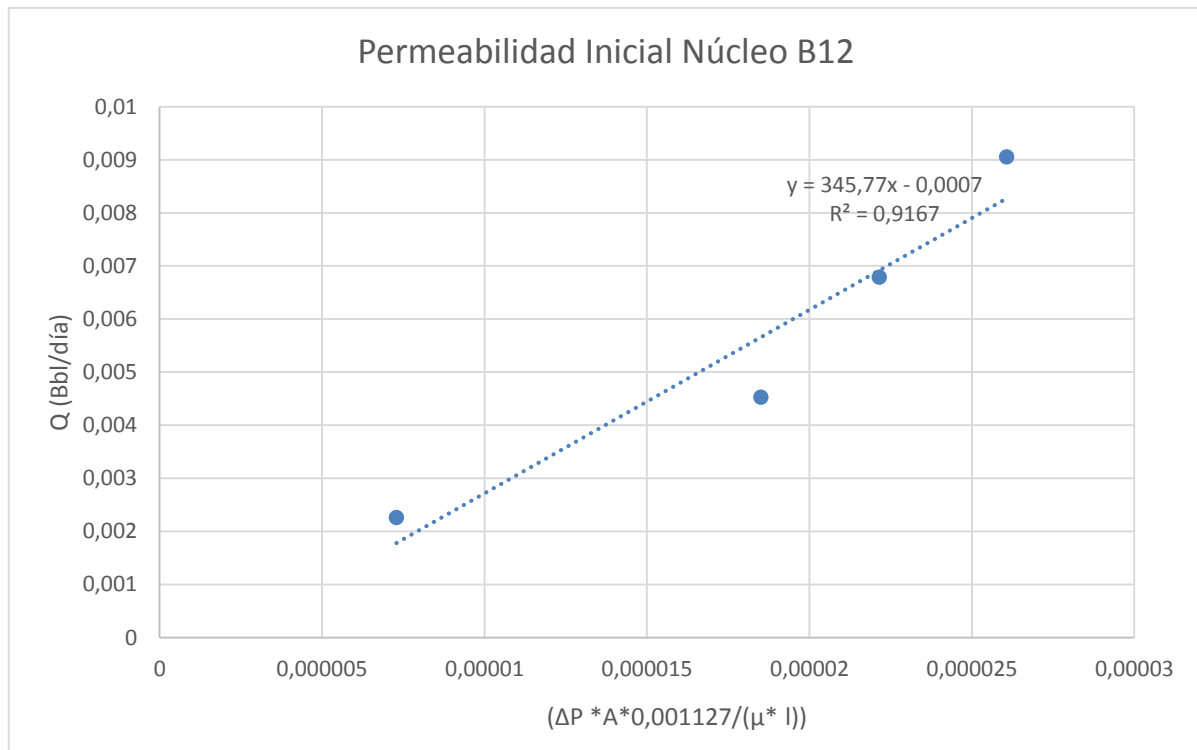


Figura 35. Gráfica de puntos para determinar permeabilidad inicial en núcleo B12.

De la Figura 35 se infiere una permeabilidad de 345,77 mD con una regresión de 91,67%.

Durante el proceso de drenaje para el núcleo B12 se adquirieron 6 escaneos que se exponen en la Figura 36, los cuales componen 2 escaneos al inicio de la inyección de aceite, 2 escaneos a las 17 horas de inyección, y 2 escaneos a ruptura.

Este proceso duró un tiempo de 21:12:12, en el cual se realizaron inyecciones a diferentes tasas; hubo una parada de inyección debido a un taponamiento en la cola de inyección que se evidencia en la Figura 37 durante 42 minutos.

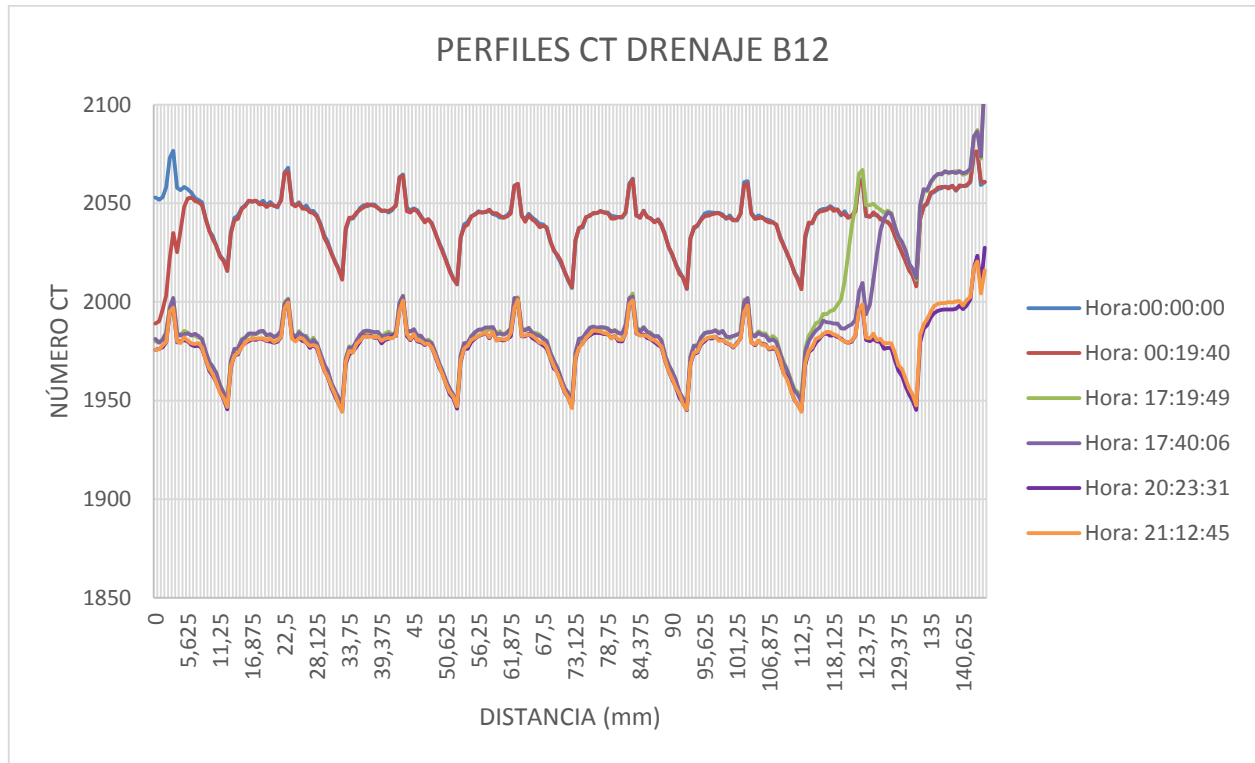


Figura 36. Perfil CT Drenaje B12.

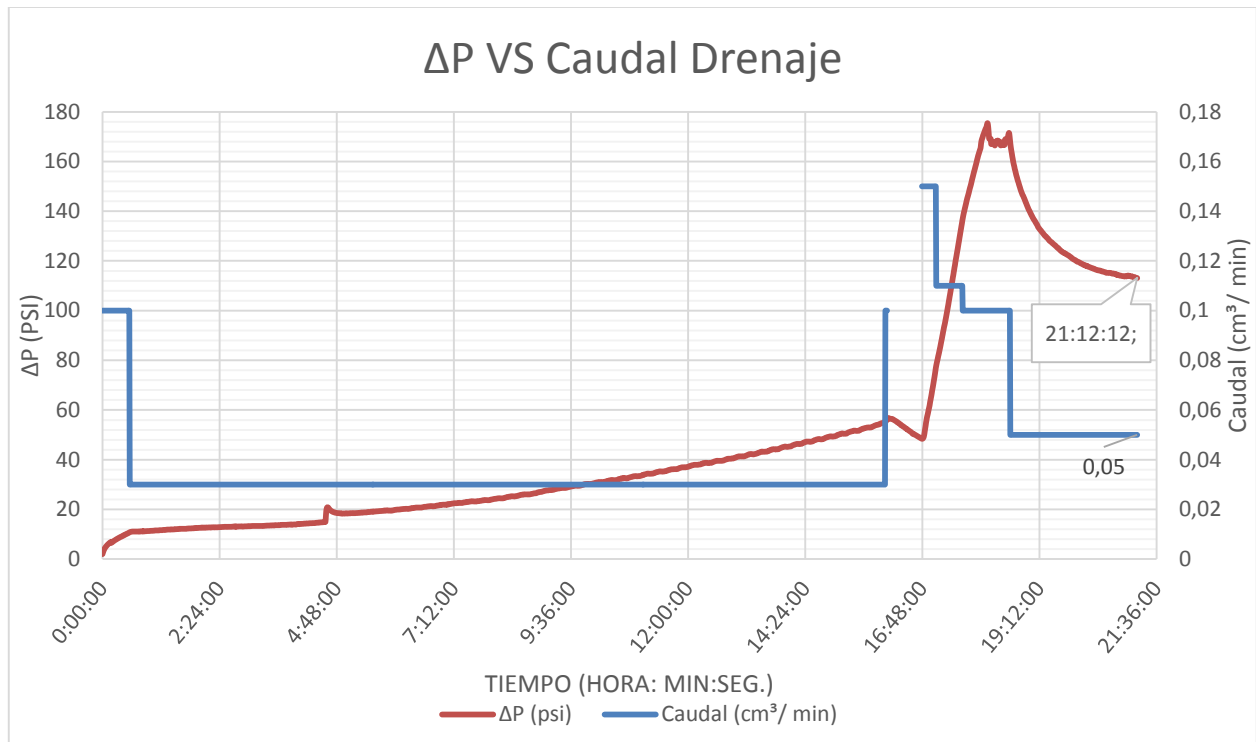


Figura 37. ΔP VS Caudal proceso de Drenaje

Al culminar el proceso de drenaje se procede a realizar inyección de agua durante 5:40:44 con dos tasas de inyección las cuales son 0,25 y 0,10 cm³/min, y se alcanza un delta de presión de 180,5 psi como se exhibe en la Figura 38 .

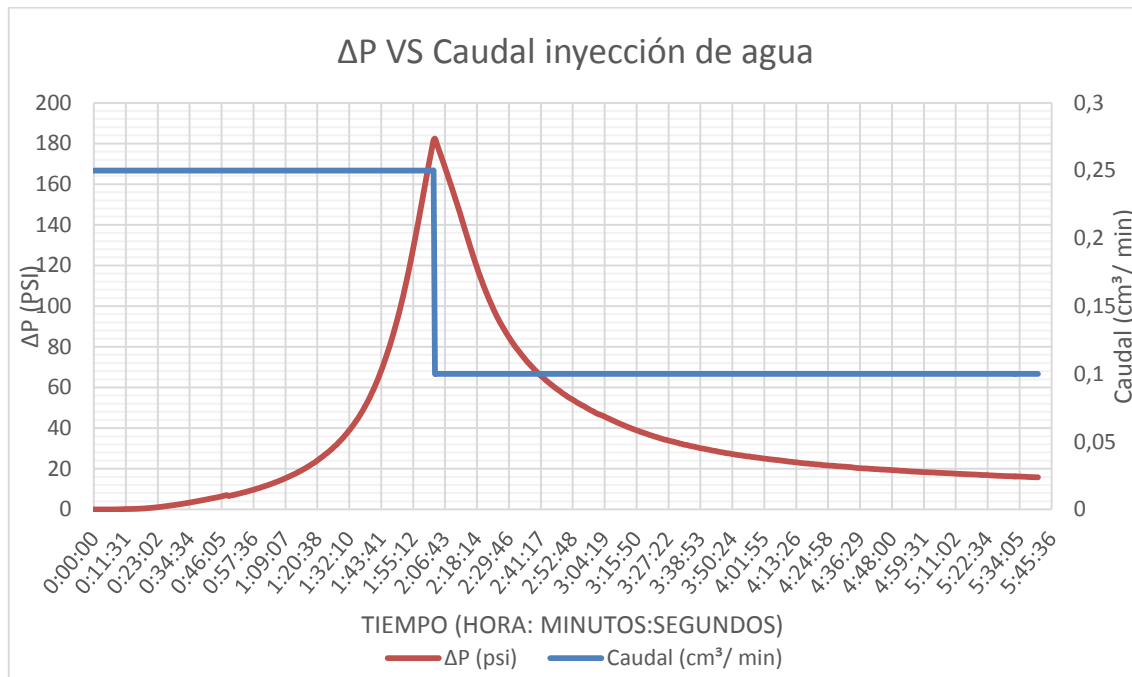


Figura 38. ΔP VS Caudal proceso de Inyección de agua.

Se observa en la Figura 39 que, a pesar de inyectar a una baja tasa constante durante un largo periodo de tiempo, el diferencial de presión no mostró siempre un comportamiento constante, lo que evidencia que la emulsión está generando taponamiento en el medio y cambiando dinámicamente las condiciones de permeabilidad.

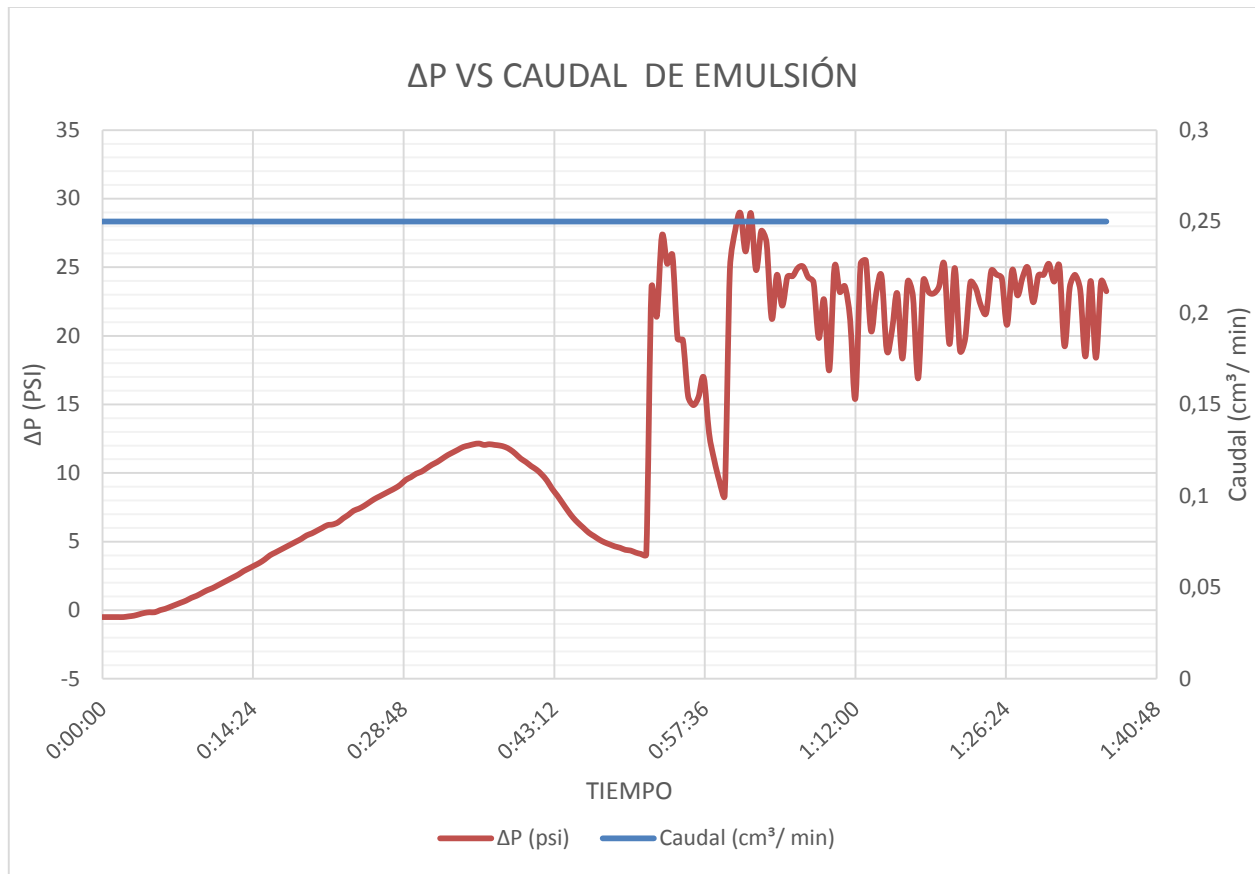
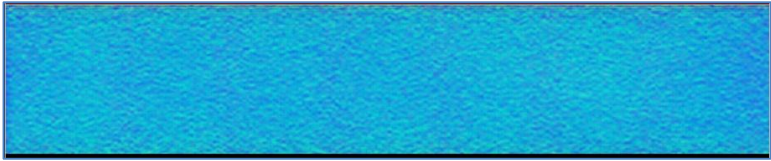
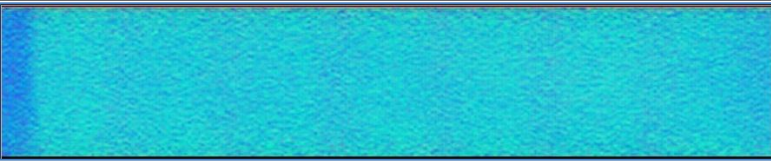
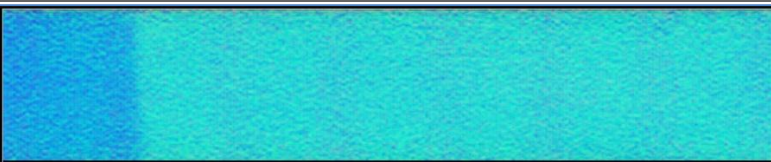
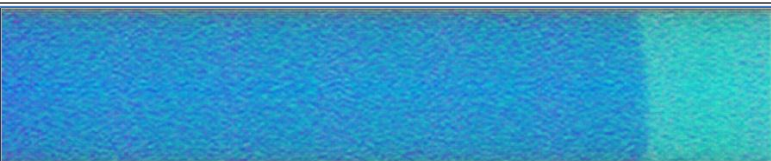
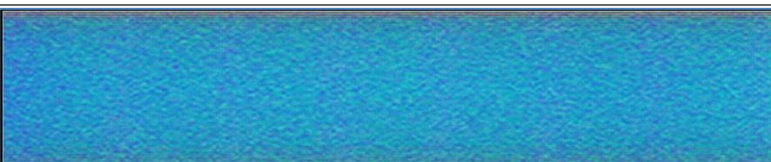
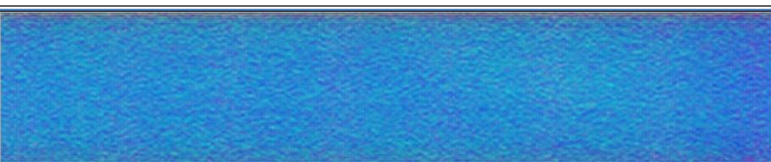


Figura 39. ΔP VS Caudal inyección de emulsión

Finalmente se combinan las imágenes construidas con las saturaciones halladas experimentalmente por medio de la ecuación() y balances de materia en la Tabla 14.

Tabla 14. Construcción de imágenes y saturaciones de agua determinadas.

DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS A TRAVÉS DEL NÚCLEO

	Drenaje B11 Sw: 100%
	Drenaje B11 Sw: 98,86%
	Drenaje B11 Sw: 71,33%
	Drenaje B11 Sw: 59,46%
	Drenaje B12 Sw: 32,39
	Drenaje B12 Swirr 28,01%
	Emulsión B11 Sw: -

Conclusiones

- Se generó una emulsión estable con aceite reducido al 20% en volumen de varsol, para disminuir su viscosidad facilitando una mejor dispersión de las gotas, las cuales fueron recubiertas de manera efectiva por partículas sólidas de bentonita en una relación de dos gramos por un mililitro de aceite en trescientos mililitros de agua de formación, garantizando un comportamiento efectivo en la protección de la fase dispersa. Además se estableció que esta configuración asegura teóricamente el entrapamiento de las gotas de emulsión en las gargantas de poro.
- Por medio de los perfiles e imágenes obtenidas de la tomografía axial computarizada se pudo observar el desplazamiento de los fluidos a través de núcleos; sin embargo, la resolución de la herramienta, la homogeneidad del medio y el tamaño de la muestra, no permitieron que se presentaran canales preferenciales identificables con las imágenes.
- Se evidenció que la inyección de emulsión como método de recuperación secundaria generó un taponamiento debido a que el diferencial de presión aumentó y su factor de recobro fue mayor 7,6% en comparación con la inyección de agua; sin embargo, al inyectarse la emulsión como agente reductor de canalizaciones, se observó que el taponamiento no es consistente ya que los diferenciales de presión oscilan posiblemente debido al entrapamiento y la naturaleza de flujo de las gotas de emulsión o a la migración de finos, por lo tanto, no se pudo determinar la permeabilidad final del medio poroso .

Recomendaciones.

- Realizar el procedimiento teniendo en cuenta la temperatura y otros agentes estabilizantes para observar el comportamiento de la emulsión durante la inyección.
- Desarrollar los procesos de desplazamientos en núcleos sintéticos heterogéneos de diferentes permeabilidades y de mayor tamaño.

Referencias Bibliográficas

- Cortés Benítez, C. D., & Santoyo Díaz, L. Y. (2016). *Evaluación del Proceso de Inyección de Agua mediante Pruebas de Laboratorio en Medios Porosos como Método de Recobro*. Bucaramanga, Colombia. Recuperado el 2019
- Hu , D., Wyatt, D., Chen, C., & Martysevich, V. (2015). Correlating Recovery Efficiency to Pore Throat Characteristics Using Digital Rock Analysis. (S. o. Engineers, Ed.) *One Petro*(SPE-173393-MS). doi:<https://doi.org/10.2118/173393-MS>
- Imagej. (2008). *Imagej Image Processing and Analysis in Java*. Recuperado el 26 de agosto de 2019, de <https://imagej.nih.gov/ij/docs/intro.html>
- Lawry, T. (1946). Channeling in Water Flooding. (A. P. Institute, Ed.) *One Petro*. Recuperado el septiembre de 2019, de https://www.onepetro.org/conference-paper/API-46-221?sort=&start=0&q=channeling+in+water+flooding&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#
- McAuliffe, C. (Junio de 1973). Oil-in-Water Emulsions and Their Flow Properties in Porous Media. *One Petro*(SPE 4369).
- Motic Microscopy. (2012). *Motic*. Recuperado el 2019, de https://moticeurope.com/media/catalog/product/cache/be8dd51ab81fbfcf02eaf130bd4c7c59/1/1/1100100402443_ba310e_trinocular_motacam_usb_01_3.jpg
- Ortiz Meneses, A. F., Herrera Otero, E., & Santos Santos , N. (Julio de 2017). Estimación de saturaciones in-situ durante experimentos de inyección de fluidos usando tomografía computarizada de rayos x. *Fuentes*, 15(2), 107-116.

- Pinzón Bello, A., & Requena Balmaseda, J. (Septiembre de 1996). Caracterización y estudio reológico de una bentonita colombiana. *Boletín de la Sociedad Española de Cerámica y Vidrio*.
- Richardson, E. G. (1993). *Kolloid Z.* 32, pág. 65.
- Rivero, R., & Heintz, R. (1974). Field Experiments in Spacing of Steam Soak Wells. (S. o. Engineers, Ed.) *One Petro*(SPE-4761-MS). doi:<https://doi.org/10.2118/4761-MS>
- Santos, N. (2017). *Emulsions For Enhanced Oil Recovery (EOR)*. Stavanger.
- Schramm, L. (2006). *Emulsions, Foams, and Suspensions: Fundamentals and Applications*. John Wiley & Sons .