

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE
PRUEBAS DE LABORATORIO EN MEDIOS POROSOS COMO MÉTODO DE
RECOBRO**

**CRISTIAN DAVID CORTÉS BENÍTEZ
LEDER YESID SANTOYO DÍAZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE
PRUEBAS DE LABORATORIO EN MEDIOS POROSOS COMO MÉTODO DE
RECOBRO**

**CRISTIAN DAVID CORTÉS BENÍTEZ
LEDER YESID SANTOYO DÍAZ**

Director

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO. M.Sc.

Co-Director

ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO. M.Sc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A Dios por llenarme de tantas bendiciones, por brindarme una hermosa familia y rodearme de buenos amigos.

A mi madre Yolanda, mi abuela Teresa, y mi hermano Randy, porque con su apoyo incondicional han logrado hacer este sueño posible, porque ellos junto con Anita y Kata me han brindado la inspiración necesaria para luchar día a día, siendo mi gran fortaleza en este largo camino y a toda mi familia por el apoyo recibido y la confianza que han depositado en mí.

A Leder mi compañero de tesis, por trabajar conmigo en este proyecto, y por brindarme su colaboración en los momentos necesarios.

A mis amigos Roger, Efraín, Kathe, Lorena, Mayra, Raúl, Yenny, Karoll, Sergio, y Wilfredo por ser ellos con quienes compartí los buenos momentos de universidad. A doña Olga por brindarme su apoyo y por sus buenos consejos. A todos ellos les deseo lo mejor y que la vida les traiga muchos éxitos.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, y a Xiomara por brindarme la oportunidad de pertenecer a esta gran familia y por ser nuestra guía en este proyecto. A Hector y Robert por el apoyo recibido en el complemento de nuestros trabajos. Y en general a todos los integrantes quienes con su buena actitud hicieron más agradable mi permanencia dentro del grupo.

Finalmente quiero agradecer a todas esas personas que no nombre anteriormente, pero que con su apoyo y sus consejos hicieron que el trabajo de tanto tiempo obtuviera sus frutos.

Cristian

A Dios todo poderoso.

Por brindarme sus bendiciones cada día, salud, confianza y la fortaleza necesaria para llegar hasta el final

A mis padres Excelino Santoyo y Ana Vidalia Díaz y hermanos.

Que con su apoyo incondicional y su amor, me fortalecieron en aquellos momentos difíciles, sin importar las condiciones adversas.

A mi familia por creer en mí

A mis amigos incondicionales, gran apoyo durante este largo camino, gracias por los consejos, los momentos inolvidables y por permitirme ser parte de sus vidas. A mi Maruchis, SantiK, Isa María, niña Lore, Karencita a mis compas Arturo, Víctor, Diego, siempre estaré agradecido por haberlos conocido.

A mi flak,

Por ser un motivo de felicidad e inspiración y por lo sueños a cumplir.

Leder

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

M.Sc., Samuel Fernando Muñoz Navarro, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto y director del GRM por su conocimiento y orientación.

M.Sc., Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco, codirector del proyecto, por brindarnos la oportunidad y confianza, paciencia, apoyo y gestión de actividades en el Parque Tecnológico de Guatiguará para la realización y terminación del proyecto.

A nuestros compañeros del Grupo de investigación Recobro Mejorado (GRM) por sus observaciones y orientación, a Camilo Díaz por la gestión de logística y apoyo con las actividades de laboratorio, a la escuela de Ingeniería de Petróleos junto con sus profesores y a COLCIENCIAS por apoyar la investigación en Colombia.

Personal del Laboratorio de Petrofísicos y Daño a La Formación del Parque Tecnológico de Guatiguará, por su disponibilidad, atención, orientación y conocimientos compartidos de los procesos llevados a cabo en el laboratorio. A Athala Buendía por brindarnos su amistad, colaboración y acompañamiento desde el inicio de la parte práctica en el laboratorio.

Y a nuestros compañeros de lucha Héctor Buitrago y Robert Suárez, por su colaboración y gran apoyo durante todo el tiempo de realización del proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. INYECCIÓN DE AGUA	20
1.1 HISTORIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA	21
1.2 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....	23
1.1.1 Factores que controlan la inyección de agua.	23
1.1.2 Eficiencias de Desplazamiento por Inyección de Agua.	26
1.3 MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS.....	29
1.1.3 Antecedente de la construcción de los Medios Porosos Sintéticos.	31
1.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	37
2. MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS HOMOGÉNEOS	41
2.1 CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS.....	42
2.2 NUEVA METODOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS.	45
2.3 EVALUACIÓN DE LA HOMOGENEIDAD DE LAS MUESTRAS SINTÉTICAS POR TOMOGRAFÍA	53
2.3.1 Resultados PlugHDTM.....	56
2.3.2 Hipótesis planteadas acerca de la heterogeneidad de los medios porosos sintéticos.....	59

2.3.3 Tomografía computarizada a nuevos planteamientos de muestras sintéticas.	62
3. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	68
3.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICO	68
3.2 CONSTRUCCIÓN DEL PVT	71
3.2.1 Importación del modelo de fluidos.....	72
3.3 CORRIDAS DE SIMULACIÓN	76
3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA	77
4. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.....	82
4.1 GENERALIDADES DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN LABORATORIO	82
4.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO VINCI.....	84
4.3 PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO LINEAL EN EL EQUIPO DE VINCI	87
4.3.1 Protocolo prueba de desplazamiento con agua..	88
4.3.2 Metodología para realizar pruebas de desplazamientos con agua..	91
4.4 RESULTADOS DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.....	103
5. CONCLUSIONES.....	110
6. RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFÍA.....	112
ANEXOS.....	115

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Inyección de agua.....	20
Figura 2. Avance preferencial del agua	24
Figura 3. Eficiencia de barrido areal	27
Figura 4. Eficiencia barrido vertical	28
Figura 5. Plug homogéneo y estratificado.....	30
Figura 6. Dimensiones plug sintéticos.	30
Figura 7. Grafica relación permeabilidad, porosidad vs % caolín.	32
Figura 8. Relación solución epóxica/masa de mezcla en función del % caolín.	33
Figura 9. Herramientas utilizadas en el proceso de compactación.	34
Figura 10. Mangas de caucho.....	35
Figura 11. Torquímetro utilizado para la compactación de muestras sintéticas.....	36
Figura 12. Equipo Electro – Neumático de compactación para muestras sintéticas.	37
Figura 13. Medición de arena y caolín en la balanza analítica	48
Figura 14. Mezcla de Resina y endurecedor.	49
Figura 15. Mezcla de arena caolín con solución epóxica.....	50
Figura 16. Molde y equipo de compactación.	51
Figura 17. Equipo hidráulico de compactación	52
Figura 18. Implementos para desmoldar	53
Figura 19. Muestra RQ-Q2	54
Figura 20. Gráfico cruzado RHOB vs PEF asociado a las Facies PlugHD™.....	56
Figura 21. Registro PlugHD™ con código de colores por Facies.	57
Figura 22. Imagen a escala de gris.....	58

Figura 23. Registro de densidad y número atómico efectivo para muestra ALT1C.	63
Figura 24. Registro de densidad y número atómico efectivo para muestra RPALT2.	64
Figura 25. Registro de densidad y número atómico efectivo para muestra RPCD1.	65
Figura 26. Registro de densidad y número atómico efectivo para muestra D65B.	65
Figura 27. Registro de densidad y número atómico efectivo para muestra CD3. ..	66
Figura 28. Comparación entre el modelo físico y el de simulación numérica.	69
Figura 29. Ubicación de pozos en el modelo de simulación.	76
Figura 30. Esquema de la prueba de desplazamiento de forma conceptual.	83
Figura 31. Equipo de Permeabilidad Relativa RPS7000.....	85
Figura 32. Esquema del equipo de desplazamiento Vinci.	87
Figura 33. Inyección de agua en muestra porosa.	89
Figura 34. Marcación de la muestra.....	92
Figura 35. Medición de dimensiones.	92
Figura 36. Tara almacenadora de muestras	93
Figura 37. Montaje para saturar la muestra	100
Figura 38. Equipo de desaturación.	102

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Muestras a diferentes relaciones de resina endurecedor.....	44
Tabla 2. Especificaciones de la muestra RQ-Q2	55
Tabla 3. Formulación base para construcción de plugs	59
Tabla 4. Formulación núcleos RPCD1, RPCD2, RPALT1, RPALT2.....	60
Tabla 5. Formulación muestras. Hipótesis segregación de la solución epóxica. ...	62
Tabla 6. Muestras analizadas en tomografía por Laboratorio de Litología Digital de Antek.....	63
Tabla 7. Densidad de grano muestras sintéticas.	67
Tabla 8. Propiedades Modelo Radial.	69
Tabla 9. Propiedades del medio poroso.	70
Tabla 10. Composición del agua de formación del Campo San Francisco.	70
Tabla 11. Datos para la generación del modelo de fluidos.	71
Tabla 12. Resultados de la simulación numérica.....	78
Tabla 13. Composición salmuera sintética.	89
Tabla 14. Propiedades petrofísicas básicas	94
Tabla 15. Propiedades de los fluidos del Campo San Francisco.....	94
Tabla 16. Propiedades de Componentes Empleados.....	95
Tabla 17. Viscosidad de la mezcla a diferentes proporciones.	95
Tabla 18. Viscosidad de mezcla final.....	96
Tabla 19. Caracterización fisicoquímica del agua de formación del campo San Francisco.	97
Tabla 20. Composición salmuera sintética.	97
Tabla 21. Propiedades petrofísicas de las muestras	103
Tabla 22. Propiedades del aceite.....	104

Tabla 23. Propiedades fisicoquímicas de la salmuera sintética del Campo San Francisco	104
Tabla 24. Resultados de las pruebas de desplazamientos.....	105

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráficas 1. Relación Permeabilidad vs % Caolín.....	47
Gráficas 2. Relación solución epóxica/masa de mezcla en función del % caolín. .	49
Gráficas 3. Curva de factor volumétrico de formación del aceite contra presión. ..	73
Gráficas 4. Curva de viscosidad contra presión.....	73
Gráficas 5. Curvas de Permeabilidad Relativa.....	74
Gráficas 6. Comparación Resultados de Simulación. Factor de Recobro	79
Gráficas 7. Comparación Resultados de Simulación. Producción de agua.	79
Gráficas 8. Corte de Agua Tasa 0,009 cc/min	80
Gráficas 9. Corte de Agua Tasa de 0,015 cc/min	80
Gráficas 10. Porcentaje de Aceite Mineral vs Viscosidad	96
Gráficas 11. Permeabilidad Relativa agua-aceite muestra B-TC-GRM 5	106
Gráficas 12. Permeabilidad Relativa agua-aceite muestra B-TC-GRM 8	106
Gráficas 13. Producción de aceite acumulado a volúmenes porosos inyectados	107
Gráficas 14. Factor de recobro a volúmenes porosos inyectados	108
Gráficas 15. Producción de agua acumulada en el tiempo.....	109

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO EN MEDIOS POROSOS COMO MÉTODO DE RECOBRO *

AUTORES: CRISTIAN DAVID CORTÉS BENÍTEZ
LEDER YESID SANTOYO DÍAZ **

PALABRAS CLAVES: Inyección de agua, construcción plugs sintéticos, medio poroso, pruebas de desplazamiento, simulación numérica.

El objetivo de este trabajo se enfocó en evaluar el proceso de inyección de agua en medios porosos por medio de pruebas de laboratorio, reproduciendo de manera muy similar las condiciones y propiedades de un campo en específico. Se realizó una evaluación a metodologías establecidas para la construcción de plugs sintéticos con pruebas experimentales y con ayuda de tomografía computarizada y resonancia magnética, donde se optimizaron procesos como la compactación de la muestra, utilización de moldes en acero, horno para acelerar el tiempo de curado y variables tales como tiempo de curado, relación resina/ endurecedor y nueva correlación para determinar sus propiedades, todo gracias a la implementación de nuevas herramientas que permitieron establecer una nueva metodología que disminuye el error asociado al factor humano garantizando la repetitividad y reproducibilidad de las propiedades petrofísicas básicas.

Se construyó un modelo de simulación numérico donde se representó el proceso de inyección de agua a nivel de laboratorio para establecer las mejores condiciones operacionales de la inyección en el equipo de desplazamiento lineal y así poder identificar fenómenos que ocurren en esos procesos. De igual manera se estableció una metodología para las pruebas de desplazamientos con agua, donde de forma detallada se describe la preparación del medio poroso, aceite y salmuera utilizados en la prueba.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, Codirector: M.Sc Astrid Xiomara Rodríguez Casteblanco

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF WATER INJECTION PROCESSES BY LABORATORY TESTS IN POROUS MEDIA AS A METHOD OF RECOVERY*

AUTHORS: CRISTIAN DAVID CORTÉS BENÍTEZ
LEDER YESID SANTOYO DÍAZ **

KEYWORDS: Water injection, synthetic plugs construction, porous medium, displacement tests, numerical simulation.

The goal of this work focused on evaluating the water injection process in porous media through laboratory tests, reproducing very similarly to the conditions and properties of a specific field. It was performed an evaluation methodologies established for the construction of synthetic plugs with experimental tests and with the help of computed tomography and magnetic resonance, where processes are optimized like compaction of the sample, use of steel molds, oven to accelerate the curing time and variables such as curing time, ratio resin / hardener and new correlation to determine their properties, all thanks to the implementation of new tools that allowed establishing a new methodology that reduces the error associated with the human factor ensuring repeatability and reproducibility of the basic petrophysical properties.

Numerical simulation model was constructed where the water injection process in the laboratory was performed to establish best operating conditions of the injection equipment linear displacement in order to identify phenomena that occur in these processes. Similarly a methodology for testing water displacement is established, where in detail the preparation of the porous medium is described, oil and brine used in the test.

* Proyect Degree

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, Codirector: M.Sc Astrid Xiomara Rodríguez Castebianco

INTRODUCCIÓN

Un fenómeno natural que ocurre en yacimiento, a medida que se producen los hidrocarburos, es la pérdida de energía. Para reponerla es necesario introducir una energía externa, como la inyección de agua, un proceso de recobro secundario muy utilizado a nivel mundial, ya que tiene como objetivo mantener o aumentar la energía y por ende el factor de recobro de un 25 a 30 % adicional. Su amplia implementación se debe a distintos factores tales como disponibilidad de agua, la relativa facilidad con la que se inyecta y se extiende a través de una formación petrolífera y la eficiencia de desplazamiento que genera el agua.

Alrededor del 90% de los campos de petróleo de Colombia están todavía en producción primaria, cerca de 88% de la producción proviene de la producción primaria, un 11% aproximadamente proviene de la producción secundaria y menos del 1% proviene de la producción terciaria y muchos de ellos tienen una gran pérdida de la energía del yacimiento¹. Por lo mencionado anteriormente, la implementación de los procesos de inyección de agua juega un papel fundamental para incrementar el factor de recuperación de petróleo del país y dar energía a los yacimientos. Estos proyectos involucran una serie de estudios que incluyen pruebas de laboratorio buscando reproducir fenómenos que ocurren en la formación productora y prevenir problemas durante la ejecución del proyecto o minimizar su impacto.

Las pruebas de desplazamiento permiten simular en el laboratorio lo que ocurre en un yacimiento cuando se inyecta a la formación un fluido inmiscible para mejorar la recuperación de aceite y por ende la producción de un campo. En el presente trabajo

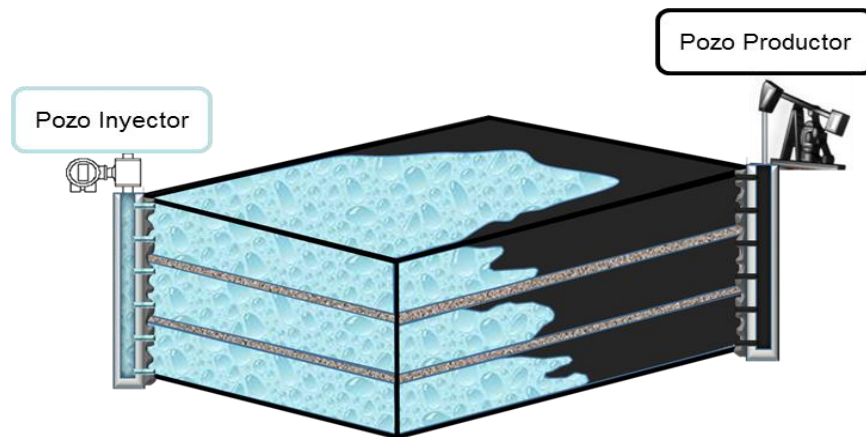
¹ Castro, R. et al, "Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia", SPE-139199-MS, 2010

se plantea el diseño del protocolo para la ejecución de un proceso de desplazamiento en laboratorio, para tener una idea del comportamiento de flujo multifásico de la mezcla agua – aceite en el medio poroso, con los resultados obtenidos de la prueba poder evaluar el volumen de aceite a ser recuperado, determinar el caudal óptimo de recuperación y diseñar técnicas de producción según características de los diferentes campos. Se realiza un amplio análisis de construcción de medios porosos, fundamentado con estudios de tomografía, que me permiten visualizar mediante imágenes tridimensionales, escala de grises y registros de densidad, la composición y distribución del grano a través del plug sintético.

1. INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua se utiliza generalmente en yacimientos depletados y con empuje de gas en solución, que generan una saturación de gas libre por la caída de presión². Aunque bien es cierto que el proceso de inyección de agua logra sostener la caída de presión, su principal función consiste en desplazar los fluidos inmiscibles que están presentes en el yacimiento, es decir pasa a ocupar el espacio libre abandonado por el otro fluido, sin embargo para que esto ocurra se debe generar primero un frente en el cual estará en contacto el agua con el aceite, y a medida que aumente el agua inyectada el frente avanzará desplazando el aceite a través de la formación hacia el pozo productor, tal como se muestra en la figura 1.

Figura 1. Inyección de agua



El objetivo primordial del proceso de inyección de agua, es lograr un aumento en el factor de recobro, para esto se debe realizar un mejor barrido de la formación. En el

²THAKUR, Ganesh and SATTER, Abdus, "Integrated Waterflood Asset Management", Penwell, 1998. Citado por CASTRO, R, *et al.* Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. Maracaibo, Society of Petroleum Engineers, 2014.

proceso de inyección de agua se producen tres fenómenos principales causados por fuerzas capilares, gravitacionales y viscosas que inciden en la distribución de los fluidos. Estos fenómenos son:

- **Fenómenos viscosos:** ocasionan una disminución en la eficiencia de barrido debido a la diferencia de viscosidad que existe entre los fluidos involucrados, generando que una porción de aceite que se encuentra inicialmente en la zona barrida no logre ser desplazada; generalmente ocurre en las cercanías al pozo inyector. Los fenómenos viscosos son influenciados por las propiedades de la roca, la ubicación y condiciones operacionales de los pozos utilizados en la inyección de agua,
- **Fenómenos gravitacionales:** estos disminuyen la eficiencia vertical, debido a que el fluido inyectado por lo general es más denso que el aceite, por tanto tiende a irse a la parte inferior, esto genera una distribución no uniforme del frente de agua. La permeabilidad vertical y el tiempo de inyección favorecen el fenómeno gravitacional.
- **Fenómenos capilares:** se producen cuando la fuerza de empuje del fluido desplazante, no supera la fuerza capilar que se opone al desplazamiento de los fluidos. Estos fenómenos son propios del medio poroso de la roca, debido a que sus propiedades varían, especialmente el tamaño de poro y la mojabilidad.

1.1 HISTORIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Las primeras inyecciones de agua ocurrieron de forma accidental cuando el flujo de agua perteneciente a acuíferos de yacimientos poco profundos y acumulaciones de

aguas superficiales penetraban en los pozos ya abandonados debido a la presión hidrostática generada por la columna de agua que allí se encontraba. El primer reporte oficial de inyección de agua data del año 1865 y este se dio también de forma accidental en la ciudad de Pithole, Pennsylvania³.

Inicialmente se consideraba que el efecto principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento evitando así el agotamiento y de esta forma aumentar su vida productiva, pero fue hasta 1880, cuando John F Carll logró concluir que la intrusión del agua proveniente de formaciones poco profundas atravesaban las formaciones petrolíferas, desplazando los fluidos existentes en dicha formación, dando como resultado un aumento en la recuperación de aceite⁴.

Una vez determinado el comportamiento de la inyección de agua dentro del yacimiento y en vista de los beneficios ofrecidos por este fenómeno, se decidió implementar éste método de inyección de agua propiamente desde superficie. Dicha inyección de agua no manejaba patrones de inyección, por el contrario, se llevaba a cabo en un sólo pozo y a medida que aumentaba el área, inundada hasta los pozos productores convirtiéndose éstos en inyectoras; ayudando así, a incrementar el área invadida. La Forest Oil Corp, fue la primera empresa que decidió implementar este método, llevando a cabo una inyección simultánea en varios pozos creando un empuje lineal, ya para el año 1924, se decidió llevar a cabo una inyección de agua en un patrón de 5 pozos hacia el sur del campo Branford⁵.

³ API, "History of Petroleum Engineering", 1961. Citado por CASTRO, R, *et al.* Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. Maracaibo, Society of Petroleum Engineers, 2014.

⁴ CARLL, John. F., "The Geology of the Oil Regions of Warrent, Venango, Clarion and Buttlar Countries, Pennsylvania", 2nd Geological Survey of Pennsylvania, 1880. Citado por CASTRO, R, *et al.* Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. Maracaibo, Society of Petroleum Engineers, 2014.

⁵ Calhoun, J.C., Jr.: Fundamentals of Reservoir Engineering, U. of Oklahoma Press, Norman (1960)

“En Colombia, los primeros proyectos de inyección de agua se desarrollaron en la formación Barco de la concesión del mismo nombre, y en la formación La Cira de la concesión de Mares. En el primer caso se usó un arreglo regular de siete puntos y en el segundo arreglos irregulares debido a la distribución irregular de los pozos ya existentes en el yacimiento”⁶.

1.2 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Los procesos de inyección de agua nunca logran desplazar la totalidad del aceite que se encuentra presente en el yacimiento, aun así sigue siendo el método de recobro secundario que predomina entre los procesos de inyección de fluidos, esta preferencia se da principalmente porque:

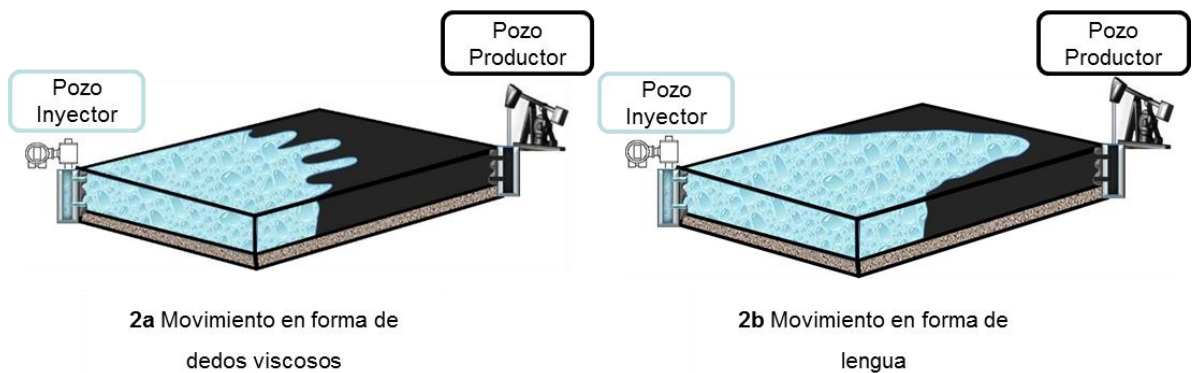
- No tiene límite de profundidad.
- Se puede inyectar a presión relativamente baja en la cabeza de pozo, gracias a la columna hidrostática.
- Hay alta disponibilidad del agua tanto en superficie como en el subsuelo.
- Tiene bajo costo comparado con otros líquidos de inyección.
- Posee gran facilidad para fluir a través de una formación petrolífera.

1.1.1 Factores que controlan la inyección de agua. Los siguientes factores permiten entender el comportamiento de la inyección de agua, además son variables importantes a tener en cuenta cuando se realizan pruebas de laboratorio.

⁶Gómez Prada, L. G., Recobro secundario desplazamiento con agua, Universidad Industrial de Santander, (1989)

- **Avance preferencial del agua.** El frente de agua de invasión apreciable en la figura 2, puede moverse a través del yacimiento bien sea en forma de dedos viscosos (**2a**) ó lenguas de agua (*water tonguing*) (**2b**), este último movimiento favorece más a la eficiencia del proceso.

Figura 2. Avance preferencial del agua



- **Presión capilar.** Se define como la diferencia de presión a través de la interface que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la roca.
- **Inclinación de la formación.** Cuando se desea realizar inyección de agua en formaciones inclinadas, se recomienda que la inyección de agua se dé desde la parte más baja de la estructura para mejorar así la eficiencia de desplazamiento. Si se realiza la inyección de agua en la parte alta de la estructura se podría generar una rápida canalización del agua inyectada debido a que esta posee mayor densidad con respecto al aceite.

- **Relación de Movilidad.** Es la relación existente entre la movilidad de la fase desplazante y la movilidad de la fase desplazada, a su vez la movilidad se define matemáticamente como la relación entre permeabilidad efectiva de un fluido y su viscosidad, (ver ecuación 1) y es un indicativo de la facilidad con la cual un fluido se mueve dentro del yacimiento.

La relación de movilidad se denomina favorable cuando es menor a 1, ya que el petróleo fluiría mejor que el agua y a su vez es más fácil para el agua desplazar el petróleo, dando como resultado mayores factores de recobro. Por otro lado se considera desfavorable si la relación de movilidad es mayor a 1. Cuando dicha relación es igual a 1, las movilidades del petróleo y del agua son iguales por tanto tendrán la misma dificultad para fluir en el medio poroso.

$$M = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazante}}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazado}} \quad (1)$$

M = Relación de movilidad

k = Permeabilidad

μ = Viscosidad

- **Mojabilidad de la roca.** En un sistema roca/aceite/agua, la mojabilidad es la medida de la preferencia de la superficie sólida a ser cubierta bien sea por el aceite o por el agua y es una propiedad de cada sistema. Depende no solo de la naturaleza de los fluidos inmiscibles, sino también, del tipo de sólido (medio poroso) con el cual está en contacto. Un sistema mojado preferiblemente por agua permitirá mayor flujo de aceite lo cual se refleja en un mayor factor de recobro, caso contrario se tendrá en un sistema mojado por aceite, en donde la

eficiencia de desplazamiento será menor, obteniendo menores cantidades de hidrocarburo recuperado.

- **Saturación de gas libre al inicio del proceso de inyección de agua.** Es importante que la saturación de gas libre no sea muy alta al momento de iniciar el proceso de inyección de agua, debido a que el agua inyectada ocupará el espacio del gas libre, generando que el gas se comprima y se disuelva en el aceite antes de empezar el desplazamiento de los hidrocarburos líquidos presentes en el yacimiento. El tiempo que tarda el agua en llenar el espacio ocupado inicialmente por el gas libre se denomina tiempo de llenado o *fill-up*. A mayor saturación de gas libre mayor será el tiempo de llenado, ocasionando un aumento en el tiempo de respuesta al proceso de inyección.

1.1.2 Eficiencias de Desplazamiento por Inyección de Agua. El factor de mayor influencia en el éxito del proceso de inyección de agua a nivel de campo es la eficiencia de barrido volumétrica (E_v), la cual está definida como la fracción volumétrica del yacimiento por donde efectivamente pasa el agua inyectada. Si la eficiencia de barrido volumétrico no es lo suficientemente buena, el factor de recobro no alcanzará el estimado, generando el fracaso del proyecto. Ecuación 2.

$$E_v = E_A * E_i \quad (2)$$

E_v = Eficiencia de barrido volumétrica

E_A = Eficiencia de Barrido Areal

E_i = Eficiencia de Barrido Vertical

Dentro de los principales factores que influyen en la eficiencia de barrido volumétrico se encuentran la heterogeneidad del yacimiento, la segregación gravitacional y la relación de movilidades.

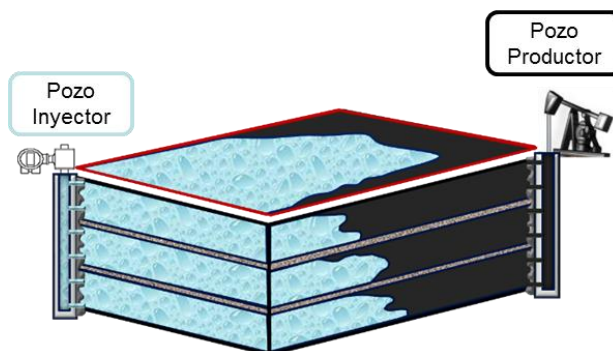
- **Eficiencia de Barrido Areal (E_A).** La eficiencia de barrido areal es definida como la fracción de área horizontal (tomada desde la vista superior, figura 3) que ha sido contactada por el agua inyectada a un tiempo determinado durante el proceso de inyección. Ecuación 3.

$$E_A = \frac{\text{Area horizontal contactada por el agua}}{\text{Area horizontal total}} \quad (3)$$

Los factores que controlan la eficiencia de barrido areal son:

1. Relación de movilidad.
2. Configuración geométrica del patrón de inyección.
3. Distribución de presión del yacimiento.
4. Heterogeneidad del yacimiento.
5. Volumen acumulado de agua inyectada dentro del área del patrón.

Figura 3. Eficiencia de barrido areal

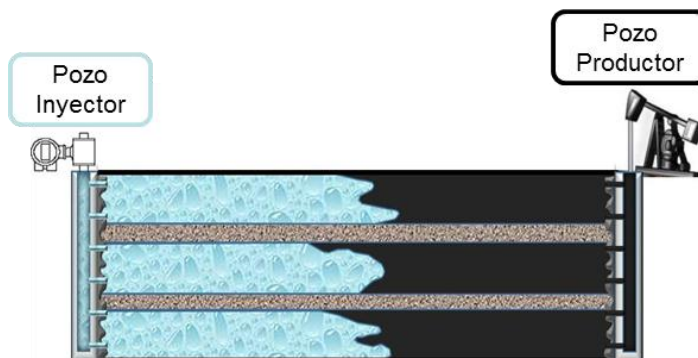


Eficiencia de Barrido Vertical (E_i). La eficiencia de barrido vertical (Figura 4) es considerada como la fracción del área vertical que ha sido contactada por el agua inyectada a un tiempo determinado durante el proceso de inyección, y los principales factores que la controlan son: Ecuación 4.

- Heterogeneidad vertical.
- Relación de movilidad.
- Volumen de fluidos inyectados.
- Gravedad fuerzas capilares.
- Flujo entre capas paralelas.

$$E_i = \frac{\text{Area vertical contactada por el agua}}{\text{Area vertical total}} \quad (4)$$

Figura 4. Eficiencia barrido vertical



- **Eficiencia de Desplazamiento (E_D).** La eficiencia de desplazamiento se define como la fracción de aceite perteneciente inicialmente a la zona invadida que realmente ha sido desplazado por el agua inyectada, usualmente es

determinada a partir de pruebas de desplazamiento lineal en laboratorio, con el objetivo de establecer la saturación de petróleo residual que queda detrás del frente de invasión.

A nivel de laboratorio, la eficiencia de mayor relevancia es la eficiencia de desplazamiento, ya que las eficiencias de barrido tanto areal como vertical son consideradas como 1 debido a las dimensiones del plug. La misma suposición se realiza para yacimientos homogéneos, en donde la distribución del agua inyectada se dará de igual forma en todas las direcciones.

Por otro lado si se conocen los valores de eficiencia de barrido areal (E_A), eficiencia de barrido vertical (E_i), y eficiencia de desplazamiento (E_D), se podrá calcular el factor de recobro dado por la inyección de agua en yacimientos heterogéneos mediante la siguiente Ecuación 5 :

$$FR = E_D * E_A * E_i \quad (5)$$

FR = Factor de recobro

E_D = Eficiencia de desplazamiento

E_A = Eficiencia de barrido areal

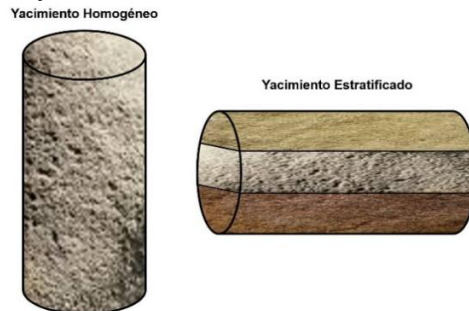
E_i = Eficiencia de barrido vertical

1.3 MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS

El análisis de los plugs permite determinar algunas propiedades del yacimiento, dichos plugs pueden ser obtenidos de muestras de roca del yacimiento, pero es muy común realizar pruebas en plugs sintéticos, los cuales se realizan en laboratorio con el fin de aparentar las propiedades de la roca que conforman el yacimiento. Estos

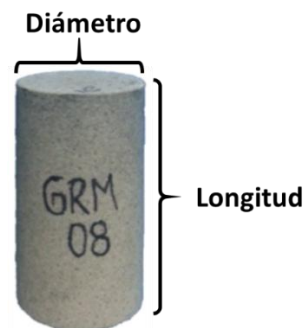
plugs sintéticos son básicamente un arreglo de granos unidos mediante un material cementante que le brinda una alta resistencia, y pueden ser homogéneos o estratificados tal como se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Plug homogéneo y estratificado.



Los plugs deben tener dimensiones específicas para asegurar la representatividad en la medición de sus propiedades petrofísicas las cuales dependen del tamaño de la muestra, que según la norma API RP 40⁷ debe ser de una pulgada o de pulgada y media (1" - 1.5") de diámetro, mientras que su longitud debe ser mínimo uno y medio veces mayor al diámetro, figura 6.

Figura 6. Dimensiones plug sintéticos.



⁷ Instituto Americano del Petróleo. Practicas Recomendadas para el Análisis de Núcleos. Norma API RP 40. Segunda Edición. Washington.1998.

1.1.3 Antecedente de la construcción de los Medios Porosos Sintéticos.

Como se había mencionado anteriormente, los medios porosos son modelos físicos en los que se pueden realizar estudios para tener un acercamiento a la comprensión de los fenómenos que ocurren en las formaciones. Con el transcurso del tiempo, se han llevado a cabo estudios que han complementado la construcción de medio porosos sintéticos, de los cuales se citan los siguientes.

En 2012, FERNÁNDEZ DE CASTRO & CELIS en la Universidad Industrial de Santander, realizaron experimentalmente un estudio sobre el proceso de inyección de agua en medios porosos estratificados, donde analizaron el efecto de diferentes agentes reductores sobre las propiedades petrofísicas como permeabilidad y porosidad para la construcción de medios porosos estratificados, donde se determinaron correlaciones que permitían obtener la porosidad, permeabilidad absoluta y relación de solución epóxica/masa de mezcla.

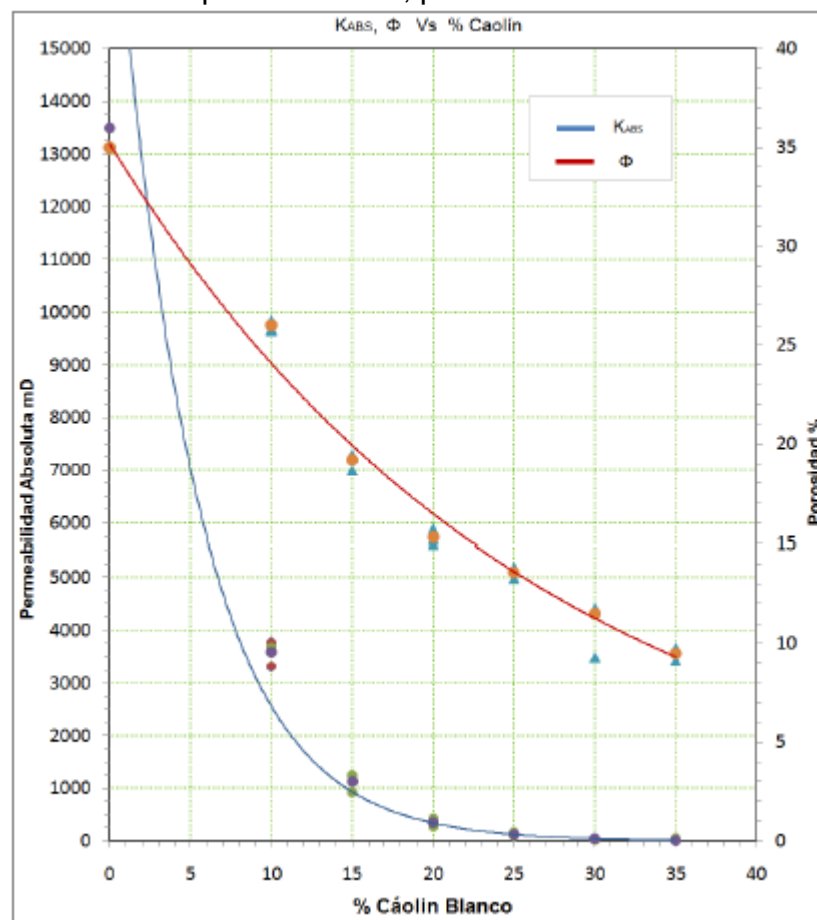
Establecen que el mejor agente reductor de permeabilidad y porosidad entre cemento gris, bentonita, mamolinita, caolín amarillo y caolín blanco, es éste último, pues al construir muestras con las mismas condiciones (70% arena – 30% agente reductor)⁸ para cada agente reductor, teniendo en cuenta el procedimiento establecido para la construcción de medios porosos homogéneos⁹; con el caolín blanco se obtienen muestras con propiedades petrofísicas muy similares en comparación a las propiedades de un yacimiento colombiano, presenta un comportamiento inerte en presencia de agua y tiene un bajo costo económico.

⁸ CELIS, L. FERNÁNDEZ, O. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2012.

⁹ Fernando W. Londoño, “Manual de Procedimientos de Ensayo en el Equipo de Desplazamiento Radial”, Pág. 7, Universidad Industrial de Santander – ICP, 2010.

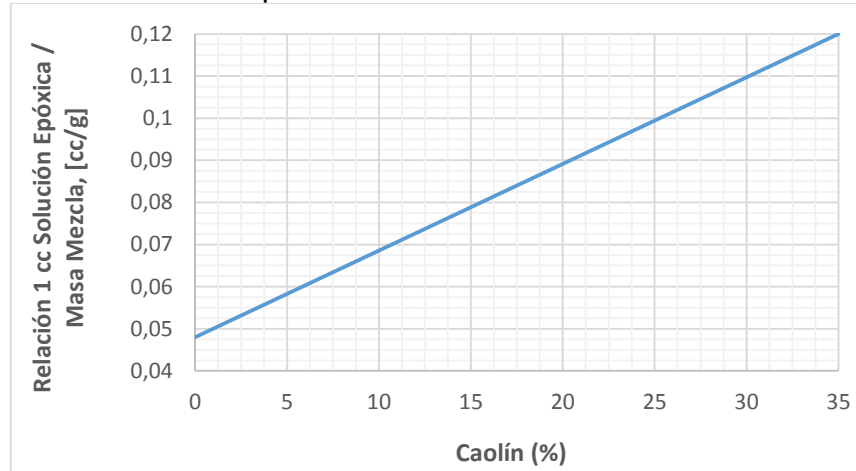
Con el caolín blanco como agente reductor, construyeron 18 muestras que permitieron establecer una correlación para la porosidad y permeabilidad variando el porcentaje de caolín blanco Figura 7. Además determinaron una relación solución epóxica/masa de mezcla también en función de porcentaje de caolín, generando una correlación lineal permitiendo calcular el volumen de solución epóxica según la cantidad de masa de mezcla (arena – caolín) utilizada, Figura 8.

Figura 7. Grafica relación permeabilidad, porosidad vs % caolín.



FUENTE: CELIS, Laura y FERNÁNDEZ DE CASTRO, Omar. Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados. Tesis de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2012.

Figura 8. Relación solución epóxica/masa de mezcla en función del % caolín.



FUENTE: CELIS, Laura y FERNÁNDEZ DE CASTRO, Omar. Modificada “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. Tesis de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2012.

En 2013 ALARCÓN y CAVANZO, en el Parque Tecnológico de Guatiguará desarrollaron el proyecto de inyección continua de vapor a escala de laboratorio utilizando plugs sintéticos construidos bajo las correlaciones y metodología del trabajo de Celis y Fernández de Castro, analizando las variables más influyentes en su construcción como el grado de compactación y proporción de los materiales utilizados, pues se concluyó que estas correlaciones tan solo representan una aproximación de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) que se desean obtener, dando como la variable de mayor afectación, la medida del grado de compactación que el operador ejerce sobre el plug en su construcción¹⁰. La metodología de construcción consistía en comprimir manualmente con un martillo,

¹⁰ ALARCÓN, L. CAVANZO, E. “Estudio Experimental De Un Proceso De Inyección Continua De Vapor En El Equipo De Desplazamiento Radial (E.D.R.) Con Medios Porosos Homogéneos”. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2013.

ver Figura 9, por dos diferentes operarios, la masa del núcleo en un cilindro PVC, este procedimiento se repetía hasta encontrar la petrofísica deseada, variando los porcentajes máxicos de caolín para nueve muestras por operario, bajo las mismas condiciones de construcción. En esta metodología no se tenía control sobre la presión que se aplicaba durante la compactación del núcleo y además se presentaban dilataciones del molde de PVC que aumentaban el diámetro del núcleo, lo cual impedía la correcta medición de las propiedades petrofísicas.

Figura 9. Herramientas utilizadas en el proceso de compactación.



FUENTE: ALARCÓN, L. CAVANZO, E. “Estudio Experimental De Un Proceso De Inyección Continua De Vapor En El Equipo De Desplazamiento Radial (E.D.R.) Con Medios Porosos Homogéneos”. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2013.

Para el mismo año se realizó en la Universidad Nacional de Colombia, por LOPERA, MEJIA y ZAPATA, un estudio de construcción de muestras sintéticas a diferentes tamaños de grano, observando una relación entre el tamaño de grano, el volumen poroso y la permeabilidad absoluta por medio de una bomba de desplazamiento, aunque no se generó ninguna correlación al respecto. La metodología consistía en saturar el plug con salmuera durante su preparación con el fin de ocupar todo el

espacio entre granos que se comprimían dentro de una manga de caucho (Figura 10), estas muestras no se podían reutilizar por la dificultad de extraer el núcleo de la manga.

Figura 10. Mangas de caucho



FUENTE: Lopera, S. Zapata, F. Mejía, V. “Construcción de medios porosos artificiales para desplazamientos en medios porosos”. Universidad Nacional de Colombia-Ecopetrol. Artículo técnico. 2013

LIZCANO y PADRÓN, al año siguiente, en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación del Parque Tecnológico de Guatiguará, realizaron el proyecto de investigación de depositación de asfáltenos en un crudo colombiano a condiciones dinámicas en el medio poroso¹¹. Con el objetivo de controlar la presión aplicada a las muestras de una manera más exacta, usaron un torquímetro que como resultado, efectivamente, obtuvieron exactitud en la compresión de las muestras, pero sólo se requería llegar a un valor determinado de permeabilidad. En la Figura 11 se puede observar el torquímetro diseñado para realizar la compactación de las muestras

¹¹ LIZCANO, J. PADRÓN, R. “Evaluación del efecto de la depositación de asfáltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano”. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2014.

Figura 11. Torquímetro utilizado para la compactación de muestras sintéticas.



FUENTE: LIZCANO, J. PADRÓN, R. “Evaluación del efecto de la depositación de asfáltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano”. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2014.

Para finalizar, en el año 2015, CÁCERES y PORRAS, en la Universidad Industrial de Santander, diseñaron y construyeron un equipo electro – neumático, ver Figura 12 (“ELECTRONEUMATIC SYNTHETIC CORE”)¹², donde se permitió generar una compresión precisa a la muestra sintética usando una presión máxima de 100 psi y así controlar la presión aplicada. Los rangos de permeabilidad y porosidad obtenidos fueron de 40 a 470 mD y 23% a 33% respectivamente. Su objetivo fue realizar un diseño experimental donde se variara la magnitud de la compresión y composición para la construcción de medios porosos con propiedades petrofísicas diferentes sin importar el operador que las fabrique, utilizando arena, caolín blanco, solución epóxica (resina más endurecedor) y moldes en acero para evitar la expansión del núcleo con la compactación.

¹² CÁCERES, J. PORRAS, K. “Construcción de equipo electro - neumático para la fabricación de medios porosos sintéticos”. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2015

Figura 12. Equipo Electro – Neumático de compactación para muestras sintéticas.



1.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

El objetivo principal de la simulación numérica es reproducir con la mayor exactitud posible el comportamiento de un determinado objeto de estudio, que para el caso de este proyecto es el flujo de fluidos en el medio poroso tal como se da en un yacimiento, todo esto con la finalidad de inferir el comportamiento de dicho objeto, bajo diferentes condiciones de operación.

Debido a los grandes avances tecnológicos que se han dado en las dos últimas décadas, se ha hecho posible la realización de la simulación numérica de yacimientos mediante el uso de computadores, la cual se convierte en una herramienta software que nos permite modelar numéricamente un fenómeno físico, proceso o problema, que debido a su complejidad se hace difícil modelarlo analíticamente.

La construcción de dichas herramientas por lo general involucra el desarrollo de los siguientes modelos tales como:

- **Modelo físico:** está constituido por la construcción de prototipos que se hacen en el laboratorio y las reproducciones que allí se llevan a cabo con el fin de aparentar los procesos físicos que pueden ocurrir en el yacimiento.

- **Modelo matemático:** es un conjunto de ecuaciones de conservación de masa y/o energía, que se cree, describen adecuadamente los procesos que tienen lugar en un sistema físico bajo estudio (pozo, yacimiento, campo, etc.)

- **Modelo diferencial:** es la discretización del conjunto de ecuaciones diferenciales que representan los procesos físicos y químicos asociados al flujo de fluidos en el medio poroso, como una función del tiempo y el espacio.

- **Modelo Numérico:** Permite dar solución a las ecuaciones del modelo diferencial, mediante la implementación de técnicas numéricas, ya que generalmente estas son difíciles de solucionar de forma analítica. Existen tres formas de hacer este modelo:
 - Diferencias finitas (el más usado).
 - Elementos finitos (no se usa porque no permite la unión de la ecuación de masa y energía).
 - Volúmenes de control.

Dentro de las principales técnicas numéricas para la solución de sistemas de ecuaciones están:

- Jacobi.
 - Eliminación Gaussiana.
 - Gauss – Seidel.
 - Gauss – Seidel con relajación.
 - Algoritmo de Thomas.
-
- **Modelo Computacional:** programa de computadora o conjunto de programas escritos para resolver las ecuaciones del modelo numérico que constituye un modelo computacional del yacimiento, el cual generalmente es llamado simulador de yacimiento.

Los simuladores de yacimientos requieren de cuatro tipos de datos de entrada los cuales son: ¹³

A. Descripción de yacimiento: permeabilidad, porosidad, espesor de formación, elevación o profundidad, número o tamaño de los bloques de la malla, saturaciones iniciales para cada fase, presión inicial y compresibilidad de la roca

¹³ PDVSA. Simulación de Yacimientos de Petróleos Negros. Universidad Corporativa. 2001

B. Propiedades de los fluidos del yacimiento: factor volumétrico del petróleo, factor volumétrico del agua, factor volumétrico gas, viscosidad del petróleo, agua y del gas, solubilidad del gas en el petróleo, densidad del petróleo, densidad del agua y del gas

C. Relaciones de interacción de fuerzas entre roca y fluido: curvas de permeabilidad relativa para petróleo, agua y gas, curva de presión capilar agua-petróleo, curva de presión capilar gas petróleo

D. Datos de pozos: localización de pozos y su estado, historia de completamiento que incluya intervalos de producción, conductividad, daño de formación, método de producción, etc., historia de producción y sus restricciones.

Todos estos datos son necesarios independientemente del tipo del simulador que se seleccione para realizar los estudios.

2. MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS HOMOGÉNEOS

La construcción de medios porosos sintéticos, es una herramienta que surge de la dificultad de contar siempre con disponibilidad de muestras propias de yacimientos para realizar estudios experimentales por los costos que involucra la extracción de núcleos desde las profundidades en las que se encuentran las formaciones en estudio. Estos medios porosos pueden ser modelos físicos de gran valor debido a que son la materia prima o la base para escalar fenómenos, procesos o comportamientos del yacimiento a nivel de laboratorio. Son usados para analizar desde daño a la formación causado por precipitación de orgánicos o inorgánicos hasta procesos EOR como la inyección de polímeros. La finalidad de estos estudios es reproducir los fenómenos físicos de yacimiento y tomar decisiones a partir del escalamiento a campo de los resultados obtenidos.

Para que los resultados de un estudio sean escalables y representen los fenómenos del yacimiento de manera más aproximada es necesario que los plugs sintéticos que se usen tengan propiedades petrofísicas y de interacción roca-fluido similar a las del yacimiento en estudio. Por lo anterior la construcción de estos medios porosos es una actividad de especial cuidado, que necesita ser estudiada en detalle y mediante la experimentación.

Los plugs sintéticos representan un modelo físico, creado principalmente para entender un proceso determinado (Modelo físico no escalado), ya que los principales parámetros sobre los que se tiene control son de carácter petrofísico, como la porosidad y la permeabilidad únicamente.

Algunas de las principales ventajas de un medio poroso sintético son las siguientes:

- Comparados con una muestra nativa de un yacimiento, los plugs sintéticos presentan un costo muy bajo.
- La cantidad de plugs creados dependen de la disponibilidad de los materiales utilizados en la construcción de estos.
- Se pueden reproducir las propiedades petrofísicas en un rango muy amplio y de acuerdo a la necesidad
- Es posible reproducir experimentos para obtener dos o más muestras con propiedades casi idénticas.
- El proceso de construcción es rápido y por tanto se puede disponer de muchas muestras para realizar una prueba de laboratorio.

Actualmente hay estudios, basados en experimentos, que han permitido desarrollar una aproximación metodológica de elaboración de medios porosos con arena, caolín y solución epóxica; sin embargo, existe aún el error asociado a factores humanos o condiciones en las que se lleva a cabo el proceso. Con la utilización de nuevas herramientas, se logra reducir la incidencia de este error en la construcción de plugs; obteniendo un mejor proceso de elaboración.

2.1 CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS

Con el paso de los años se han incorporado algunos cambios en los equipos y materiales utilizados para la creación de los núcleos sintéticos permitiendo disminuir el alto grado de influencia del factor humano en el proceso de compactación de la mezcla, lo cual se reflejaba en los resultados esperados y que a su vez era la principal desventaja que presentaban la metodologías anteriores.

2.1.1 Replanteamiento de la metodología. Tomado como base la metodología de construcción de plugs sintéticos¹⁴, establecida por el grupo de recobro mejorado, se construyen varias muestras las cuales se realizan modificando algunos pasos dentro de ésta metodología, debido principalmente a la utilización de nuevas herramientas con el fin de reducir la influencia del error humano dentro del proceso.

Los procesos y parámetros modificados en la metodología del grupo de recobro mejorado son:

- **Moldes:** los moldes se han cambiado y pasaron de moldes en PVC a moldes en acero, ya que los primeros tendían a deformarse durante la compactación, obteniendo núcleos con una variación considerable en su diámetro.
- **Compactación:** para el proceso de compactación se ha dejado a un lado el uso de martillo y punzón, incorporando un equipo de compactación que será descrito más adelante.

Según trabajos experimentales llevados a cabo por el laboratorio de petrofísica y daño a la formación, concluyen que la presión adecuada para la compactación de núcleos sintéticos es de 1200 psi para asegurar que el núcleo no se desintegre a la hora de llevar a cabo la medición de permeabilidad donde se utiliza una presión de confinamiento entre 800 – 900 psi, además evitar la canalización del agua y aceite durante el proceso de imbibición.

¹⁴ CELIS, L. FERNÁNDEZ, O. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2012.

- **Tiempo de curado:** como el tiempo de curado a temperatura ambiente tardaba cinco días, se decide hacer uso de un horno a temperatura de 90°C para disminuir el tiempo total de curado. Motivados por una optimización del proceso de construcción de muestras sintéticas, se desea conocer la relación resina/endurecedor en la cual se utilice la menor cantidad de material y, tenga un proceso de secado y consolidación final del plug en el menor tiempo posible.

Como punto de partida, inicialmente se evalúan dos relaciones de resina/endurecedor, la primera 3resina/1endurecedor y la segunda su inversa (1resina/3endurecedor), concluyendo que a mayor cantidad de resina el tiempo de curado disminuye. A partir de esto se realiza una evaluación más detallada preparando 5 muestras de solución epóxica con diferentes relaciones volumen – volumen (ver Tabla 1).

Tabla 1. Muestras a diferentes relaciones de resina endurecedor.

Muestras	RES/END
1	3:1
2	2.5:1
3	2:1
4	1.5:1
5	1:1

Utilizando un horno a temperatura de 90 °C, los resultados de la prueba dieron como mejores relaciones las muestras 1 y 2 de la tabla 1 en cuanto a consolidación y menor tiempo de curado estipulado en 6 horas. Se escoge la relación 2.5resina/1endurecedor para la construcción de plugs sintéticos, pues se utiliza menor cantidad de resina.

- **Correlación planteada para permeabilidad absoluta en función de porcentaje de caolín:** con la relación 2,5 resina/1 endurecedor, y la presión vertical establecida en 1200 psi, se preparan un total de 30 muestras variando el porcentaje de caolín desde 15% hasta 40% en peso, abarcando un rango de permeabilidades absolutas desde 5mD hasta 3000 mD; con el fin de crear una correlación a partir de la permeabilidad obtenida por los plugs en función del porcentaje de caolín, ver Gráfica 1.
- **Desmoldar:** ya que se ha cambiado el material del molde por uno de acero, no se puede realizar la misma extracción a como se hacía con el molde de PVC, por esta razón se utiliza una prensa que desplaza el núcleo a través del molde.

2.2 NUEVA METODOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS.

Establecidas las nuevas variables y modificaciones, se plantea la nueva metodología para la construcción de medios porosos sintéticos. Es necesario contar con todos los Elementos de Protección Personal, seguir el manual de usuario de cada equipo que se vaya a usar (balanzas analíticas, horno, torquíméto, equipo de compactación, etc), garantizar que todo lo que se vaya a usar se encuentre limpio y seco.

Materiales e implementos:

Para la construcción de plugs sintéticos, se requiere de determinados materiales tales como:

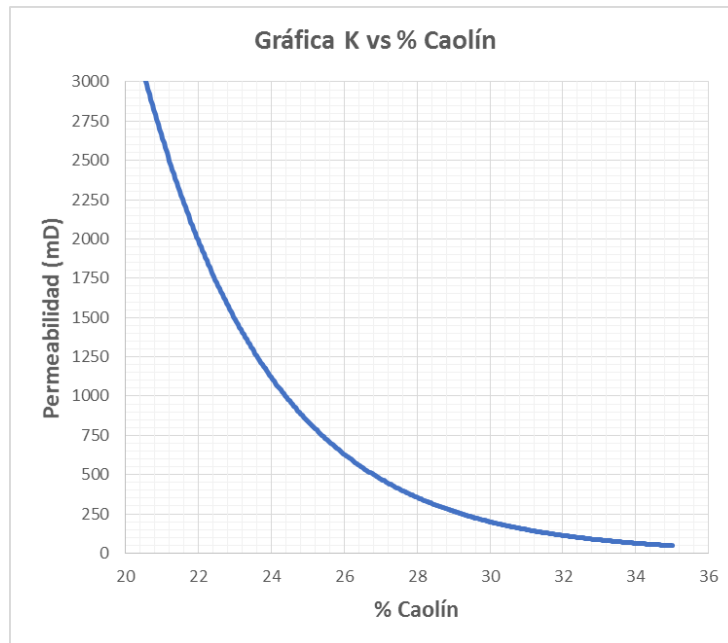
- Caolín blanco

- Arena Ottawa 80-100
 - Resina epóxica
 - Endurecedor
 - Recipientes para mezclar
 - Espátulas o cucharas para mezclar
 - Balanza analítica
 - Pala pequeña
 - Jeringas
 - Moldes en acero
 - Pistón o equipo de compactación
 - Elementos de seguridad: guantes de nitrilo, gafas de seguridad, bata.
-
- **Caolín:** El caolín es un silicato de aluminio hidratado, producto de la descomposición de rocas feldespáticas principalmente. El término caolín se refiere a arcillas en las que predomina el mineral caolinita, es un material higroscópico (absorbe agua), aislante eléctrico, moldeable, resistente a altas temperaturas, presenta inercia ante agentes químicos, no es tóxico ni abrasivo y tiene facilidad de dispersión. El caolín tiene la particularidad de comportarse como agente reductor de la porosidad y la permeabilidad efectiva.
-
- **Resina Epóxica:** La Resina Epóxica es un polímero termoestable que se endurece cuando se mezcla con un agente catalizador. Esta resina se caracteriza por su alto brillo, dureza, alta resistencia a distintos solventes y a la abrasión. Presenta bajos niveles de toxicidad y alta velocidad de curado. Además presenta buena adherencia y buena compatibilidad con aditivos y ceras.

- **Endurecedor:** Un endurecedor o agente de curado es un producto que puede emulsionar la resina epóxica líquida adecuadamente, reaccionando con ésta y convirtiéndola en un polímero irreversible que poseerá una serie de características perfectamente definidas, de las que anteriormente carecía.

1. Determinar porcentaje de caolín según la permeabilidad deseada. Para determinar el porcentaje de caolín se hace uso de la correlación establecida según los trabajos experimentales realizados en laboratorio, Gráficas 1. Tomando como variable de entrada la permeabilidad que se desea para el plug sintético y se establece el porcentaje de caolín a utilizar.

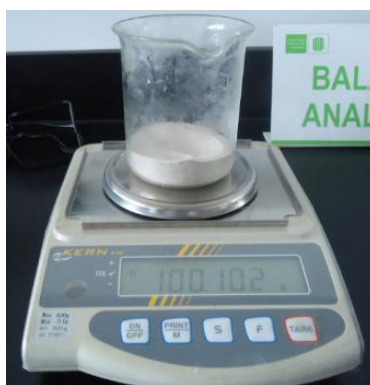
Gráficas 1. Relación Permeabilidad vs % Caolín.



2. Medir la masa de arena y caolín a emplear. Una vez obtenido el porcentaje de caolín para la construcción de plugs sintéticos, se calcula la cantidad de

masa de arena y caolín teniendo en cuenta que la masa utilizada para cada plug sintético debe ser igual a 130 gramos (arena + caolín). Calculada la cantidad de arena y caolín se procede a medir sus respectivas masas en la balanza analítica. Figura 13. Se debe verificar primero, antes de pesar, que la balanza se encuentre calibrada para evitar errores en la medición.

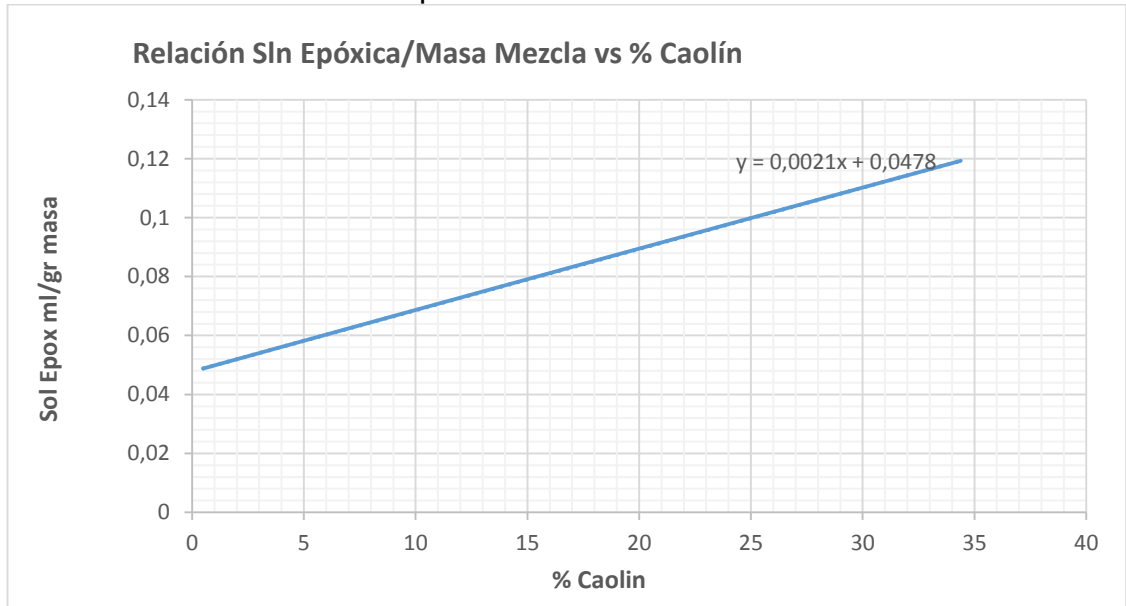
Figura 13. Medición de arena y caolín en la balanza analítica



- 3. Mezcla de arena y caolín.** Pesadas las cantidades de arena y caolín, se procede a mezclar en un recipiente el cual debe estar totalmente limpio y seco, hasta obtener homogeneidad entre los materiales. Se sugiere que la arena sea vertida en el recipiente del caolín para evitar una menor pérdida de este último, debido a que su tamaño de grano es muy fino.
- 4. Calcular volumen de resina y endurecedor.** Utilizando la correlación lineal, relación solución epóxica/masa de mezcla en función del % caolín, Gráfica 2, se obtiene la relación solución epóxica/masa de mezcla, tomando como variable de entrada el porcentaje de caolín que se va a trabajar. Para calcular el volumen de solución epóxica se debe multiplicar el valor de la relación con la masa total del plug (130 g). Conocido el volumen de solución epóxica se

calcula la cantidad de resina y endurecedor con la relación establecida experimentalmente de 2.5 resina/1 endurecedor.

Gráficas 2. Relación solución epóxica/masa de mezcla en función del % caolín.



FUENTE: CELIS, Laura y FERNÁNDEZ DE CASTRO, Omar. Modificada “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. Tesis de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2012.

5. Medición y preparación de la solución epóxica de resina y endurecedor.

Una vez obtenidas las cantidades de resina y endurecedor se miden sus respectivos volúmenes en diferentes jeringas, se debe mezclar de 3 a 5 minutos en un recipiente limpio y seco hasta obtener una mezcla homogénea.

Figura 14.

Figura 14. Mezcla de Resina y endurecedor.



- 6. Mezclar solución epóxica más arena y caolín.** Tan pronto esté lista la solución epóxica se debe agregar a este mismo recipiente la arena y caolín preparados anteriormente y mezclar de tal forma que los granos de arena y caolín se mojen completamente por la solución epóxica, desintegrando los grumos formados hasta obtener una mezcla totalmente homogénea. Figura 15

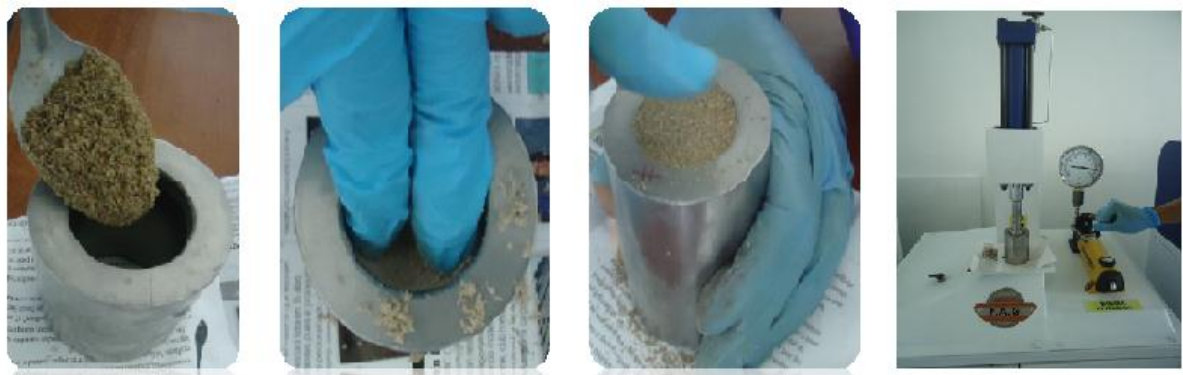
Figura 15. Mezcla de arena caolín con solución epóxica



- 7. Llenado del molde y compactación de la mezcla.** Se utilizan cilindros en acero, estos se llenan con la mezcla hasta llegar al tope del molde asegurando que los 130 gramos de mezcla preparados queden dentro del

mismo, para luego llevarlo al equipo de compactación Figura 16, en donde se ejerce una presión vertical de compactación de 1200 psi. Esto se hace con el fin de prevenir que los plugs sintéticos se desintegren a la hora de hacer la prueba con el permeámetro ya que se utiliza una presión de confinamiento de 800 psi aproximadamente.

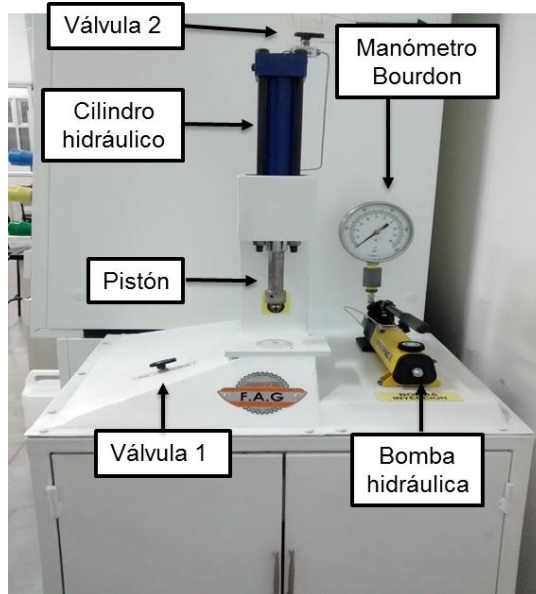
Figura 16. Molde y equipo de compactación.



El equipo de compactación se fundamenta en la hidráulica, su principio es desplazar líquido hidráulico a través del circuito de tal manera que genere el desplazamiento del cilindro hidráulico y comprima el material depositado dentro del molde.

Este equipo consta principalmente de dos válvulas de paso, ver Figura 17, la válvula 1 indica la dirección en la cual el líquido se va a dirigir para desplazar el pistón en el cilindro, la válvula 2 da paso del líquido hidráulico que va desde la bomba hasta la válvula 1. Posee un Cilindro hidráulico que produce un movimiento vertical del pistón hacia abajo, que ejerce la presión sobre la muestra, y hacia arriba para retirarlo del molde. El equipo posee un manómetro Bourdon que permite la lectura de la presión que se va a trabajar. Para llegar a esta presión se debe estabilizar la aguja bombeando poco a poco.

Figura 17. Equipo hidráulico de compactación



Para la manipulación del equipo, primero se debe abrir la válvula 1 y 2 para que de paso al líquido hidráulico a la parte superior del cilindro hidráulico, lo que produce el movimiento del pistón hacia abajo a medida que se bombea manualmente la bomba, el pistón empieza a descender aproximadamente a una presión de 100 psi constante, de tal manera que si se quiere ejercer presión debe sumarse esta a la presión deseada. Para volver al estado inicial del pistón, se debe invertir la válvula 1 y 2, y bombear manualmente hasta que ascienda a su posición de inicio. El equipo de compactación tiene la capacidad de generar una presión de 1400 psi sobre la mezcla.

8. Proceso de curado o secado de los plugs sintéticos. El proceso de curado se realiza por medio de un horno a una temperatura de 90 °C durante

un tiempo mínimo de 6 horas. Posteriormente se debe sacar el molde del horno y dejarlo reposar a temperatura ambiente.

- 9. Proceso de desmolde.** Una vez la temperatura del molde sea adecuada para manipularlo, se procede a retirar el plug sintético, se utiliza una prensa mecánica, donde el tornillo hace las veces de pistón, desplazando el plug dentro del molde de acero y así retirarlo causando el mínimo daño posible. Figura 18.

Figura 18. Implementos para desmoldar



2.3 EVALUACIÓN DE LA HOMOGENEIDAD DE LAS MUESTRAS SINTÉTICAS POR TOMOGRAFÍA

El proceso de tomografía computarizada (TC) se puede resumir en cuatro pasos: producción de rayos X, adquisición de datos, reconstrucción de imagen y despliegue de la imagen. La TC es una tecnología para diagnóstico con imágenes. Utiliza un equipo de rayos X especial para crear imágenes transversales de un cuerpo en estudio. El principio se basa en la atenuación de la radiación al atravesar la materia,

la cual depende de la absorción fotoeléctrica y el efecto Compton. Aplicando este concepto a la determinación de propiedades petrofísicas es posible obtener aproximaciones o análisis de densidad, detección de fracturas, saturación de fluidos, etc.

Con la finalidad de obtener una visualización de la composición y distribución de grano a través de la muestra y complementar la investigación sobre las muestras sintéticas, una de ellas, construidas bajo la metodología planteada, se facilitó al grupo INGRAIN para realizar un estudio por medio de tomografía computarizada, y así contar con muestras homogéneas que representen de la mejor manera las propiedades petrofísicas de la roca de yacimiento cuando se realicen las pruebas de desplazamiento.

Como resultado del estudio se obtienen registros de densidad y factor fotoeléctrico, también se producen imágenes tridimensionales en escala de grises, al producir un escaneo de tomografía computarizada de rayos X por corte vertical (PlugHD™)¹⁵. La Figura 19, representa la muestra facilitada al grupo de tomografía computacional para su escaneo. En la Tabla 2, se pueden apreciar las especificaciones de la muestra RQ-Q2 construida bajo la nueva metodología planteada.

Figura 19. Muestra RQ-Q2

¹⁵ INGRAIN, Digital Rock Physics Lab. Visualización de plug continuo PlugHD™ registro de densidad/factor fotoeléctrico. Bucaramanga. 2015



Fuente: INFORME DE TOMOGRAFÍA. Técnicas avanzadas de imágenes en medios porosos para la caracterización no intrusiva de roca e incremento del factor de recobro en campos de crudo pesado, y campos maduros de crudos convencionales. Bucaramanga. 2105.

Tabla 2. Especificaciones de la muestra RQ-Q2

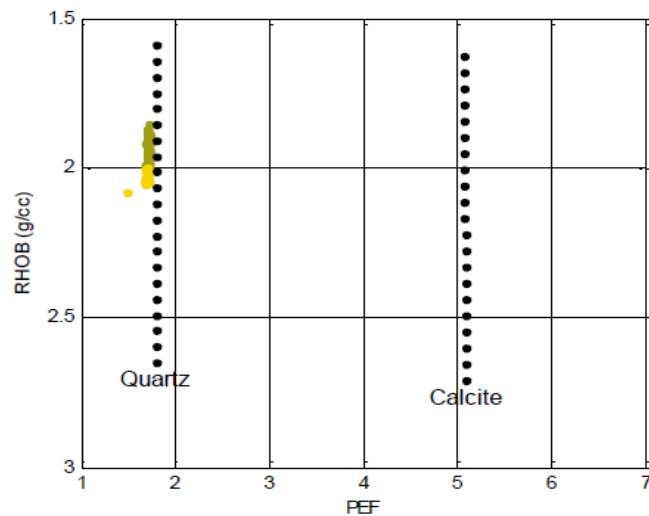
Característica	Valor
Arena (g)	91,39
Caolín (g)	38,61
Caolín (%)	29,7
Resina (ml)	10,23
Endurecedor (ml)	4,09
Peso (g)	149,68
Presión de confinamiento (psia)	12000
Tiempo de secado (h)	6 h a 90 °C (Horno)
Permeabilidad (mD)	240
Porosidad (%)	15,65

Teniendo en cuenta el porcentaje de caolín para la preparación de la muestra RQ-Q2, utilizando la correlación de la Gráficas 1. Relación Permeabilidad vs % Caolín.; el valor de la permeabilidad a ese porcentaje de caolín esta aproximado a 240 mD; por consiguiente, las propiedades de la muestra sigue el comportamiento de la correlación establecida.

2.3.1 Resultados PlugHDTM

- **Gráfico cruzado. Facies PlugHD™.** Las facies PlugHD™ son un método de análisis cuantitativo de datos PlugHD™. En la Figura 20, en el gráfico, el eje vertical corresponde a valores de densidad (RHOB) en g/cc, en el eje horizontal se dispone el factor fotoeléctrico (PEF)¹⁶. La línea discontinua de puntos negros corresponde a valores de minerales puros de cuarzo y calcita, donde se puede identificar cambios litológicos debido a la variación de densidad representada por la diferencia de colores, además se observa una química de roca homogénea.

Figura 20. Gráfico cruzado RHOB vs PEF asociado a las Facies PlugHD™.

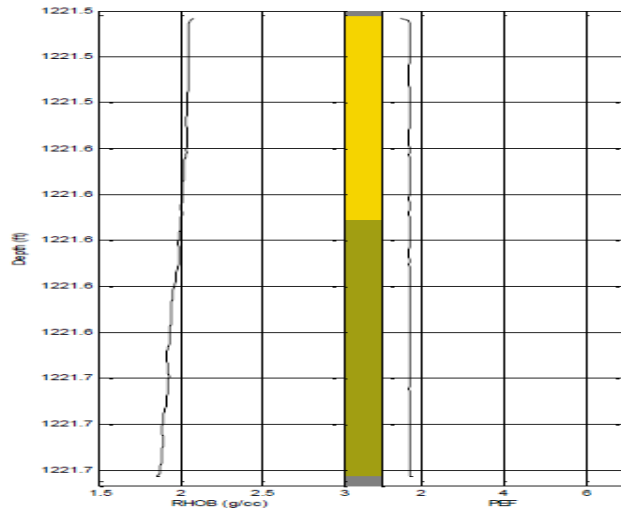


Fuente. INGRAIN, Digital Rock Physics Lab. Visualización de plug continuo PlugHD™ registro de densidad/factor fotoeléctrico. Bucaramanga. 2105.

¹⁶ INGRAIN, Digital Rock Physics Lab. Visualización de plug continuo PlugHD™ registro de densidad/factor fotoeléctrico. Bucaramanga. 2015

En la Figura 21, se puede observar de mejor manera la variación de densidad, la cual hasta el momento se le ha atribuido a la forma en la que se lleva a cabo la compactación durante la construcción de los medios porosos en el laboratorio.

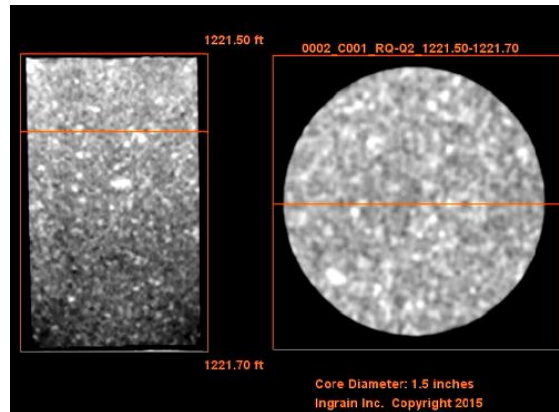
Figura 21. Registro PlugHD™ con código de colores por Facies.



Fuente. INGRAIN, Digital Rock Physics Lab. Visualización de plug continuo PlugHD™ registro de densidad/factor fotoeléctrico. Bucaramanga. 2015

- **Escala de grises.** Las imágenes a escalas de gris resultan de la atenuación de rayos X en respuesta a los contrastes de densidad, donde componentes de alta densidad son representados por tonos claros o blanco, y los tonos más oscuros indican baja densidad como se puede observar en la Figura 22.

Figura 22. Imagen a escala de gris.



Fuente. INGRAIN, Digital Rock Physics Lab. Visualización de plug continuo PlugHD™ registro de densidad/factor fotoeléctrico. Bucaramanga. 2015.

Con la nueva metodología para la construcción de medios porosos sintéticos, se hace posible obtener núcleos con propiedades que siguen el comportamiento de la correlación establecida, dejando a un lado el error asociado al operador. En cuanto a la homogeneidad de la muestra (RQ-Q2), se presenta una variación de densidad a lo largo de esta, observada en los registros PlugHD™ y la imagen en escala de grises, lo que sugiere una revisión de la metodología.

Para cumplir con las pruebas de desplazamiento es necesario contar con muestras homogéneas que representen de la mejor manera las propiedades petrofísicas de la roca de yacimiento. En aras de avanzar con la investigación sobre la homogeneidad de las muestras sintéticas, se plantean varias hipótesis con las cuales se pretende concluir con mayor certeza, qué factor a la hora de construir los medios porosos influye en la doble densidad a lo largo de la muestra, partiendo de la forma de compactación como principal factor.

2.3.2 Hipótesis planteadas acerca de la heterogeneidad de los medios porosos sintéticos. Las siguientes son hipótesis planteadas con respecto a la problemática de la variación de la densidad a lo largo de la muestra sintética (RQ-Q2) estudiada, produciendo como resultado final, un plug heterogéneo. Se preparan un total de 11 muestras bajo una formulación base, ver Tabla 3, para tener un criterio de comparación.

Tabla 3. Formulación base para construcción de plugs

Parámetro	Valor
Permeabilidad (mD)	700
Caolín (%)	25,73
Arena (g)	96,56
Caolín (g)	34,44
Resina	9,46 ml
Endurecedor	3,78 ml

2.3.2.1 Efecto de la presión vertical

Forma en que se aplica la fuerza. La presión no se da en igual magnitud a través de la mezcla. Esta presión se distribuye de manera de grado a través de la masa; es decir, se ejerce mayor fuerza en el punto más cercano al pistón (hacia el tope de la muestra), y disminuye a medida que se aleja de este (hacia la base).

- **Compactación doble. CD1, CD2 y CD3:** la mezcla total preparada, es llevada al molde. Se aplica presión vertical de 1200 psi y se invierte la orientación del molde cambiando el tope por la base. En esta posición se aplica de nuevo presión vertical sobre la mezcla.

- **Compactación alternada. ALT1, ALT2, ALT1C:** la presión vertical (1200 psi) aplicada sobre la mezcla se realiza cada vez que se agrega una determinada cantidad de gramos de mezcla dentro del molde.
 - ✓ ALT1, ALT2 se aplicó la fuerza vertical cada 40 gramos.
 - ✓ ALT1C se aplicó la fuerza vertical cada 20 gramos.

Cantidad de fuerza aplicada. La aplicación de fuerza vertical es muy alta, generando un gran contraste en las propiedades del plug. Aunque se había dicho que la presión establecida era 1200 psi para evitar que la muestra se desintegrara cuando se hiciera la medición de la permeabilidad absoluta, se comprobó que muestras compactadas con una presión por debajo de la presión de confinamiento (800-900 psi) resultaron ilesas después de la medición en el equipo de permeabilidad Core Pet

- **Reducción de presión. RPCD1, RPCD2, RPALT1, RPALT2:** se reduce la cantidad de presión utilizada para aplicar la fuerza vertical sobre la masa, se construyen con la formulación base. En la Tabla 4, se puede observar el tipo de compactación y la presión vertical aplicada a cada muestra.

Tabla 4. Formulación núcleos RPCD1, RPCD2, RPALT1, RPALT2

Muestra	Compactación	Presión
RPCD1	Doble	800
RPCD2	Doble	500
RPALT1	Alternada	800
RPALT2	Alternada	500

2.3.2.2 Segregación de la solución epóxica

Cantidad utilizada. La cantidad de solución epóxica utilizada en la mezcla para construir plugs sintéticos, es muy alta, haciendo que este se segregue dentro de la muestra, debido a la fuerza gravitacional sobre la solución epóxica.

- **Reducción de solución epóxica. SOL80 y SOL50:** la mezcla es preparada reduciendo la cantidad de solución epóxica en un porcentaje de la calculada en la formulación base. La aplicación de la fuerza vertical es aplicada con la compactación base.
- **Relación 1 resina / 1 endurecedor U100, U65, U50:** se varía la relación resina/endurecedor respecto a la formulación base. Empleando una relación 1 resina/1 endurecedor. Además se reduce la cantidad de solución epóxica a utilizar. La presión vertical aplicada sobre la mezcla se realiza cada vez que se agregan 40 gramos (aproximadamente) de mezcla dentro del molde.
- **Relación 2 resina/ 1 endurecedor. D50A, D50B, D65A, D65B:** se varía la relación resina/endurecedor respecto a la formulación base. Empleando una relación 2 resina/1 endurecedor. Además se reduce la cantidad de solución epóxica a utilizar. La presión vertical aplicada sobre la mezcla se realiza cada vez que se agregan 40 gramos (aproximadamente) de mezcla dentro del molde. En la Tabla 5, se puede observar la formulación de las muestras anteriormente mencionadas.

Tabla 5. Formulación muestras. Hipótesis segregación de la solución epóxica.

Muestra	Sol. Epóxica (%)	Resina (ml)	Endurecedor (ml)	Sol. Epóxica (ml)
SOL80	80	7,56	3	10,58
SOL50	50	4,73	1,9	6,62
U100	100	6,62	6,62	13,24
U65	65	4,3	4,3	8,6
U50	50	3,31	3,31	6,62
D50A	50	4,43	1,89	6,62
D50B	50	4,43	1,89	6,62
D65A	65	6,15	2,46	8,6
D65B	65	6,15	2,46	8,6

2.3.3 Tomografía computarizada a nuevos planteamientos de muestras sintéticas. Nuevamente gracias a pruebas de tomografía computarizada, por parte, esta vez del Laboratorio de Litología Digital de Antek, se puede realizar un estudio más a fondo sobre la composición y distribución de los granos a través del plug sintético. Cada muestra fue analizada con la tecnología FLASH CORE SCAN (UHD), lo que conlleva a una tomografía axial dual sincrónica computarizada en Ultra High Definition que realiza un corte de 0,35 milímetros generando un slice; para un total de 871 slices por pie, en un Tomógrafo Siemens-Somat Definition Flash. Con las imágenes adquiridas a partir de la tecnología y métodos numéricos avanzados se obtienen valores de Densidad Bulk (RHOB) y Número Atómico Efectivo (Zeff) para cada profundidad de la sección del plug. Por medio de la Densidad Bulk se logra una caracterización del grado de compactación o porosidad; y con el Número Atómico Efectivo proporciona información de la composición mineralógica presente en la roca.

No todas los plugs fueron analizados debido a que sólo se permitía el análisis para 1 pies de longitud de muestra, en este caso se escogieron aquellos plugs en mejor estado, puesto que algunas muestras por su reducción de solución epóxica se

observaban inconsolidadas o friables. Al finalizar se tomaron 5 muestras que representaran a cada una de las hipótesis y fueron las siguientes. Tabla 6.

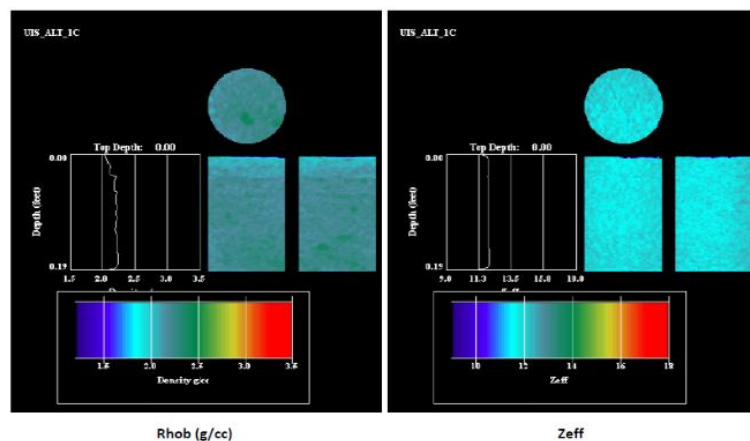
Tabla 6. Muestras analizadas en tomografía por Laboratorio de Litología Digital de Antek.

Muestra	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Longitud (cm)
CD3	820,9	18,4	6,18
ALT1C	146,1	13,23	5,78
RPCD1	741,9	15,3	6,14
RPALT2	841,5	16,6	6,21
D65B	318,22	21,5	5,6

A continuación se presentan los resultados del análisis por tomografía hecho en el Laboratorio de Litología Digital de Antek, con imágenes a escala de colores, registro de densidad y número atómico efectivo para cada muestra seleccionada.

- **Muestra ALT1C**

Figura 23. Registro de densidad y número atómico efectivo para muestra ALT1C.

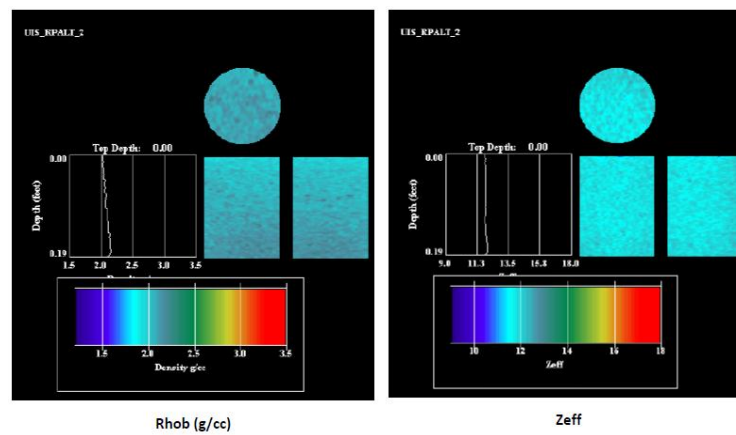


Fuente DIGITAL LITHOLOGY LAB “DLL” Antek S.A.S. Reporte flash core CT scan UHD® de tapones UIS. Bucaramanga. 2016

La muestra presenta heterogeneidad a través de ella según su densidad total, de acuerdo con el código de colores, los valores de menor densidad se presentan en la parte superior (tope). Con el número atómico efectivo (Zeff), se puede observar una arena muy limpia.

- **Muestra RPALT2**

Figura 24. Registro de densidad y número atómico efectivo para muestra RPALT2.

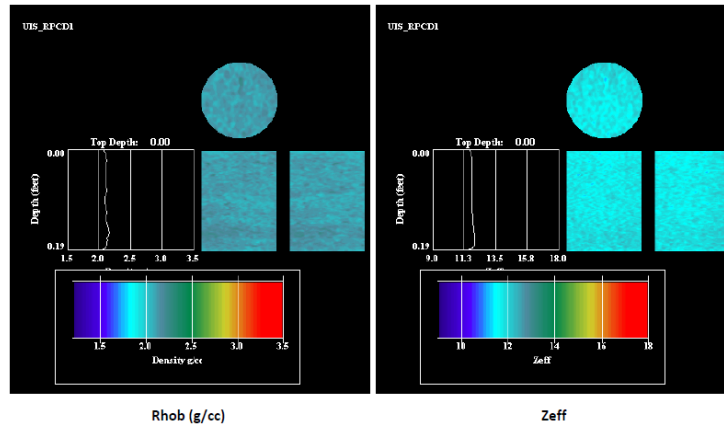


Fuente DIGITAL LITHOLOGY LAB “DLL” Antek S.A.S. Reporte flash core CT scan UHD® de tapones UIS. Bucaramanga. 2016

Se presenta una segregación marcada de la densidad, donde los valores más bajos se encuentran en la mitad superior, según la escala de colores. Se observa una arena limpia según el Zeff.

- **Muestra RPCD1**

Figura 25. Registro de densidad y número atómico efectivo para muestra RPCD1.

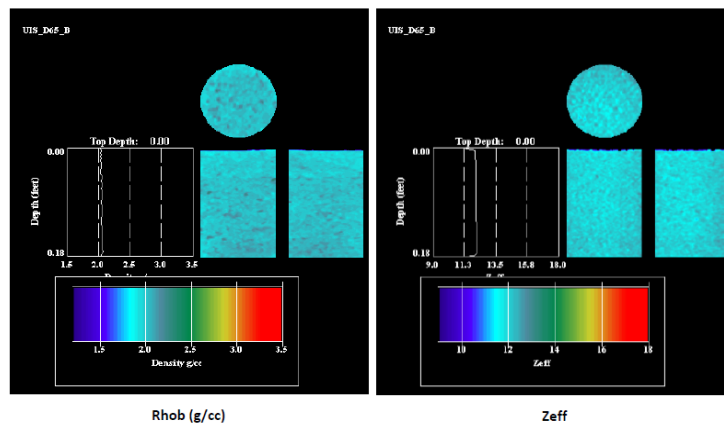


Fuente DIGITAL LITHOLOGY LAB “DLL” Antek S.A.S. Reporte flash core CT scan UHD® de tapones UIS. Bucaramanga. 2016

En esta muestra se observa una segregación no tan marcada, pero en la parte inferior de la roca hay una zona de alta densidad. El Zeff presenta una arena limpia.

- **Muestra D65B**

Figura 26. Registro de densidad y número atómico efectivo para muestra D65B.

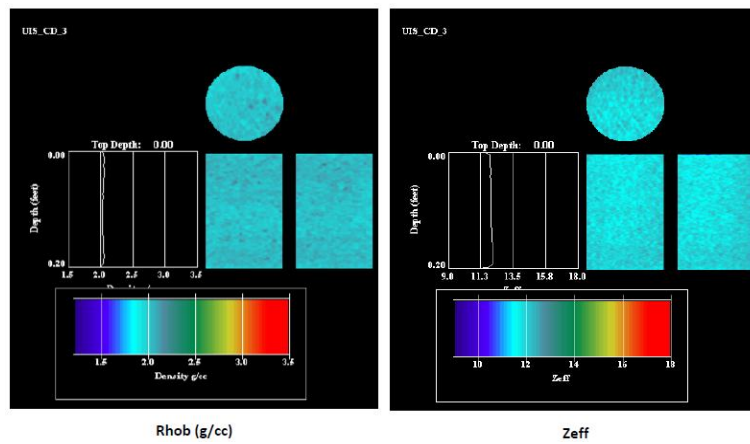


Fuente DIGITAL LITHOLOGY LAB “DLL” Antek S.A.S. Reporte flash core CT scan UHD® de tapones UIS. Bucaramanga. 2016

La roca presenta una buena homogeneidad con respecto a su densidad total con una pequeña alteración en el tope de la muestra. El Zeff presenta un valor similar a una arena limpia.

- **Muestra CD3**

Figura 27. Registro de densidad y número atómico efectivo para muestra CD3.



Fuente DIGITAL LITHOLOGY LAB “DLL” Antek S.A.S. Reporte flash core CT scan UHD® de tapones UIS. Bucaramanga. 2016

Se puede observar una buena homogeneidad a lo largo de toda la muestra con respecto a la densidad total. Al igual que las demás muestras sintéticas, el Zeff presenta una arena limpia.

Para todas las muestras sintéticas analizadas, la densidad del grano se encuentra por debajo del valor común de una arena (2.65 g/cc), esto se debe a que la matriz de la roca se reemplazó con solución epóxica, esto se puede comprobar con la muestra D65B que fue preparada con una menor cantidad de esta solución y tiene el valor más alto de densidad. En la siguiente tabla, están los valores de densidad

de grano para cada muestra obtenidos por el equipo Automated Permeameter-porosimeter (KP).

Tabla 7. Densidad de grano muestras sintéticas.

Muestra	Densidad (g/cc)
ALT1C	2,36
RPALT2	2,34
RPCD1	2,35
D65B	2,43
CD3	2,35

Con la evaluación de tomografía computarizada, las muestras sintéticas que poseen mejor comportamiento en la homogeneidad de la densidad a través de ellas son las D65B y CD3. Se podría tomar un caso combinado, en el cual se reduzca la cantidad de solución epóxica aplicando compactación doble para obtener así muestras homogéneas con valores de densidad de grano cercanos a una arena.

3. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Los modelos de simulación numérica permiten analizar distintos escenarios de explotación en un determinado campo, también posibilitan evaluar procesos de recobro bien sea a nivel de yacimiento o de laboratorio, es por esta razón que se construye un modelo de simulación numérica mediante el software STARS (Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) perteneciente a la familia de simuladores de la compañía CMG (Computer Modelling Group), con el objetivo de representar los efectos que causa el proceso de inyección de agua con alto contenido de sal (salmuera) a nivel de laboratorio. Dicho modelo de simulación es optimizado a fin de encontrar las condiciones óptimas para realizar los futuros desplazamientos en los medios porosos sintético, adicionalmente se pueden estimar variables importantes en el proceso como lo es el tiempo de ruptura y los volúmenes porosos inyectados.

3.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICO

Para la construcción de cualquier modelo de simulación numera mediante el software de la compañía CMG es necesario la creación de un archivo de entrada con una extensión “.dat”, este puede ser realizado mediante el procesador Builder el cual se encuentra en el Launcher de CMG. Este archivo de entrada debe contener los datos que describan el medio poroso, las propiedades de los fluidos presentes, las características de los pozos, el modelo de fluidos, etc. Todos estos datos son ingresados en diferentes secciones del Builder y se describen a continuación:

- **Grid de Simulación y Propiedades del Medio Poroso.** Esta sección permite realizar la discretización del volumen de control que representa el modelo físico, y asignar las propiedades al medio poroso, tales como porosidad, permeabilidad,

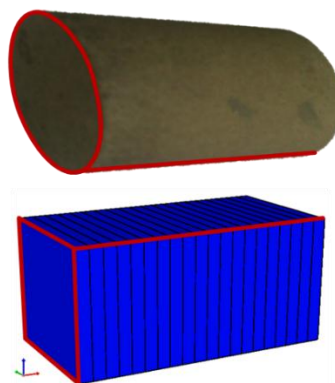
el tope de la formación, etc. Para el modelo de simulación que representa el desplazamiento lineal se crea un grid cartesiano tal como se describe en la Tabla 8. Propiedades Modelo Radial.

Cabe señalar que los medios porosos utilizados en el laboratorio son de geometría cilíndrica, pero el modelo se puede asumir como cartesiano debido a que el flujo se da únicamente en una dirección, para ello es importante tener en cuenta que tanto el área transversal como la longitud sean iguales en el modelo físico y en el de simulación numérica (Figura 28), esto con el objetivo de que los volúmenes porosos sean iguales en ambos modelos.

Tabla 8. Propiedades Modelo Radial.

Propiedad	Valor
Divisiones a lo largo del eje i	40
Divisiones a lo largo del eje j	1
Divisiones a lo largo del eje k	1
Longitud de celdas en i_1 y i_{40} (cm)	0,15
Longitud de celdas en i_{2-39} (cm)	0,192
Longitud de celdas en j (cm)	3,36766

Figura 28. Comparación entre el modelo físico y el de simulación numérica.



Teniendo en cuenta que las dimensiones de los medios porosos utilizados en el laboratorio como modelo físico son bastante pequeñas, se asume que las propiedades asignadas para el medio poroso (Tabla 9) son totalmente homogéneas e isotrópicas.

Tabla 9. Propiedades del medio poroso.

Propiedad	Valor
Tope de Grid (cm)	0
Permeabilidad x, y, z (mD)	486,83
Espesor (cm)	3,3313
Porosidad (%)	23,86

- Propiedades de los Fluidos.** Los fluidos utilizados en el laboratorio para los desplazamientos son básicamente salmuera, la cual representa el agua de formación del campo San Francisco (Tabla 10), y una mezcla de aceite mineral y crudo de menor viscosidad. Esto con el objetivo de reproducir a condiciones ambiente la viscosidad del crudo San Francisco, la cual es de 12 cp a temperatura de yacimiento.

Tabla 10. Composición del agua de formación del Campo San Francisco.

Compuesto	Concentración (g/L)
NaCl	5,493
KCl	0,150
CaCl ₂ .2H ₂ O	1,665
MgCl ₂ .6H ₂ O	0,495

3.2 CONSTRUCCIÓN DEL PVT

La construcción del PVT de los fluidos utilizados se realiza mediante el uso del software IMEX (Implicit Explicit black oil simulator) de la compañía CMG, dicha tabla del PVT se crea en la sección de components generando un modelo Blackoil por correlaciones, en donde se ingresan los datos especificados en la Tabla 11.

Durante la realización de los desplazamientos en los modelos físicos no se presenta la liberación de gas, por esta razón se elige un valor de presión de burbuja lo suficientemente bajo para garantizar que esta presión no será alcanzada, evitando así la generación de gas en el modelo de simulación. Aunque no se presenta gas en el sistema, si se debe ingresar el valor de la densidad de este ya que es un parámetro clave para la construcción del modelo de simulación, por tanto dicha densidad relativa del gas se asume como 1,65. Por otro lado la densidad del aceite fue medida en el laboratorio mediante el uso de un hidrómetro, obteniendo un valor de 32.5 °API.

Tabla 11. Datos para la generación del modelo de fluidos.

Parámetro	Valor
Temperatura de yacimiento (°F)	86
Presión máxima de generación de datos (psi)	350
Presión de burbuja (psi)	7,25
Densidad del aceite (°API)	32,5
Densidad relativa del Gas	1,65
Salinidad del agua (ppm)	7093

Una vez ingresados los datos para la generación del modelo de fluidos (Tabla 11), se procede a corregir y normalizar la tabla del PVT creada por el software, para ello se debe tener en cuenta el valor de la viscosidad medida en laboratorio.

La viscosidad de un aceite a temperatura constante y presiones por encima del punto de burbuja decrece linealmente con la disminución de presión, ya que a presiones más bajas las moléculas están más separadas y por lo tanto el movimiento se da con mayor facilidad. Sin embargo cuando la presión disminuye por debajo del punto de burbuja se da la liberación de gas generando un incremento en la viscosidad a medida que disminuye la presión.

IMEX supone un aumento de la viscosidad al disminuir la presión tanto encima como por debajo de la presión de burbuja, comportamiento que no es normal de un aceite, razón por la cual debe ser corregido el PVT, para ello se debe ir a la tabla del PVT generada y borrar todos los valores por encima del punto de burbuja y posteriormente se crea una nueva tabla en la pestaña de dato subsaturado, en donde se deben ingresar mínimo dos datos de presión con su respectiva viscosidad. Dado que solo se posee el dato de viscosidad a presión de burbuja se procede a hallar el valor viscosidad a una determinada presión mediante el uso de la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z, para aceites de baja merma.

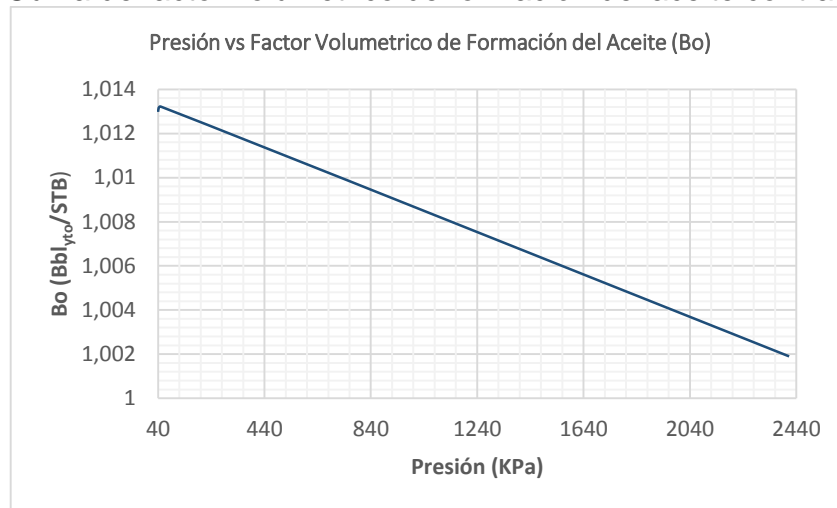
$$\mu_0 = 1.00081\mu_{0b} + 1.127 * 10^{-3}(P - P_b) * (-65.17 * 10^{-4} * \mu_{0b}^{1.8148} + 0.038\mu_{0b}^{1.59}) \quad (6)$$

3.2.1 Importación del modelo de fluidos. El modelo de fluidos creado anteriormente en IMEX deberá ser migrado desde STARS, lo cual se logra en la opción de importar PVT Blackoil, en la sección de Components, creando un sistema de aceite muerto con dos componentes (agua y aceite).

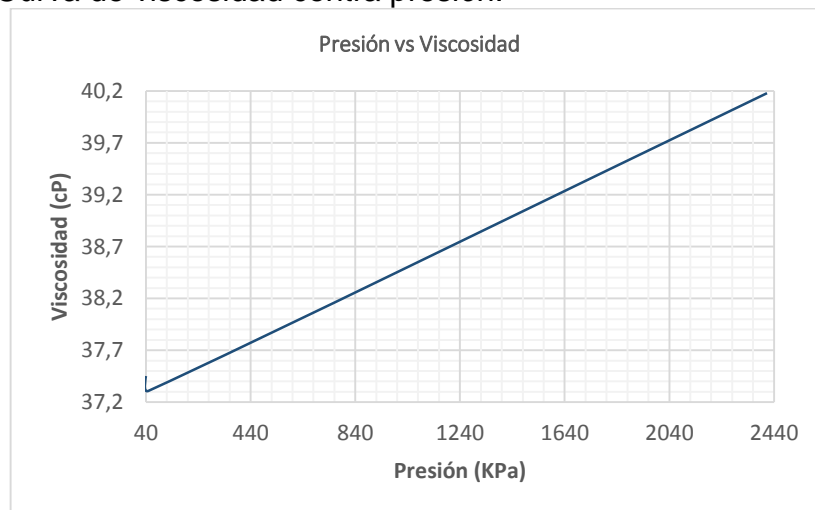
La curva de factor volumétrico de formación del aceite contra presión, al igual que la de viscosidad no presenta un comportamiento normal al ser creado el PVT en

IMEX, pero ese problema es corregido por el software al migrar el modelo en STARS, obteniendo finalmente la curva que se aprecia en la Gráficas 3. Igualmente la curva de viscosidad contra presión, la cual ya se encuentra corregida se puede ver en la Gráficas 4.

Gráficas 3. Curva de factor volumétrico de formación del aceite contra presión.



Gráficas 4. Curva de viscosidad contra presión.

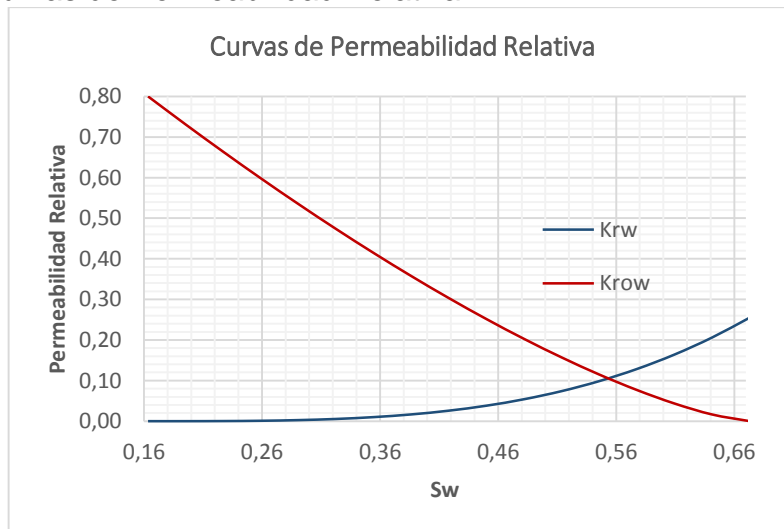


- **Interacción Roca-Fluido.** En esta sección se representa la interacción de los fluidos con la roca además del movimiento de fluidos entre sí a través del medio poroso, esta representación se da en función de la saturación de los fluidos mediante las curvas de permeabilidades relativas.

Las curvas de permeabilidad relativa fueron halladas mediante pruebas de desplazamiento en estado no estacionario, las cuales se realizaron en el permeámetro relativo de estado estacionario y no estacionario Vinci, en donde los datos de tiempo, cantidad de fluido inyectado, aceite producido, y diferencial de presión son de gran interés teniendo en cuenta que las curvas serán halladas mediante el método propuesto por Johnson, Bossler y Naumann (JBN).

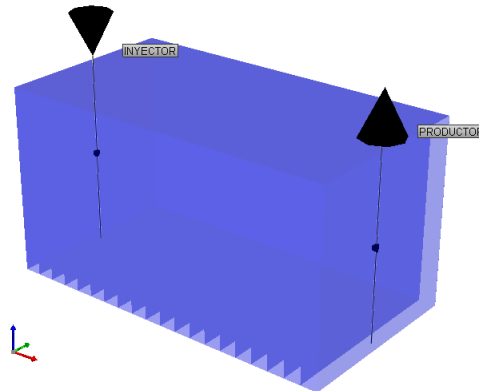
En la Gráficas 5 se observa la gráfica de las curvas de permeabilidad relativa, en las cuales se puede apreciar que el medio poroso presenta una mojabilidad preferencial por agua.

Gráficas 5. Curvas de Permeabilidad Relativa.



- **Condiciones Iniciales.** En esta sección se definen algunas condiciones a las cuales se encuentra inicialmente el yacimiento y son utilizadas por el simulador para establecer la presión y saturación en cada una de las celdas del modelo en diferentes tiempos. Los datos que se ingresan allí son la presión y la profundidad de referencia establecida en 1100 psi y 0 cm respectivamente, cabe señalar que en la presión de referencia se da este valor debido a que es la presión de poro dada al equipo generalmente para las pruebas de desplazamiento. Además se deben ingresar el dato de la profundidad del contacto de agua-aceite el cual se asume en fondo del modelo (3.36766 cm) y el dato del contacto aceite-gas tomado en el tope (0 cm).
- **Construcción de Pozos.** Para lograr llevar a cabo el modelo a producción es necesario la construcción de 2 pozos, uno inyector y uno productor, ubicados cada uno en un extremo de las celdas en i , tal como se aprecia en la Figura 29, ambos con un radio de pozo de 0.1 cm. Al pozo inyector se le asignaron dos constraints: Presión de fondo (BHP) de 1125 psi, y una tasa de agua superficial (STW) de $0.015 \text{ cm}^3/\text{min}$ que fue variando con el objetivo de observar su comportamiento. Por otro lado en el pozo productor solo fue aplicado un constraint de presión de fondo (BHP) igual a 1100 psi.

Figura 29. Ubicación de pozos en el modelo de simulación.



Fuente: Builder 2012, Computer Modelling Group, CMG.

Los datos de simulación se llevan a cabo durante un tiempo equivalente a la inyección de tres volúmenes porosos de agua, aunque cabe señalar que este tiempo será reducido a un punto en el cual el factor de recobro tienda a ser lineal, o cuyo incremento sea muy mínimo a través del tiempo, esto con el fin de lograr optimizar el tiempo que se empleara en las pruebas de laboratorio.

3.3 CORRIDAS DE SIMULACIÓN

Una vez terminada la construcción del modelo de simulación numérica se precede a realizar su corrida mediante STARS, esto nos genera una serie de archivos con distintas extensiones, algunos de los cuales son utilizados para la optimización realizada mediante la herramienta CMOST de la compañía CMG, y que es aplicada únicamente a los constraints, ya que estos son los parámetros que pueden ser controlados dentro de los desplazamientos en el laboratorio.

Lo primero que se debe realizar antes de empezar a trabajar en CMOST es abrir .dat y guardarlo con la extensión .cmm, este archivo con extensión .cmm es

conocido como archivo maestro, una vez realizado esto se puede empezar a trabajar en el programa, seleccionando el modo optimización, posterior a ello cargamos el archivo .irf generado durante la corrida del modelo.

En la ventana siguiente cargamos .dat y el archivo maestro el cual es editado para seleccionar las variables a optimizar y crearles un nuevo parámetro a cada una de ellas, una vez se crean todos los parámetros que se desean optimizar se guarda, y se procede a la pestaña de parámetros en donde agregamos los valores que queremos evaluar para cada uno de ellos. Posterior a ello se accede a la pestaña de Funciones Objetivo en donde se selecciona la variable bajo la cual es optimizado el modelo, que para este trabajo es la producción acumulativa de aceite.

Una vez terminado el paso anterior se va a la pestaña de correr y se elige el número de trabajos óptimos que se van a tener en cuenta y se corre el programa. Dicha corrida generara los archivos de los trabajos óptimos los cuales serán evaluados.

3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA

Las optimizaciones se realizaron por separado para cada uno de los tres constraints, con el objetivo de evaluar el efecto de cada una de estas dentro del modelo, algo similar a un análisis de sensibilidad el cual también puede ser realizado mediante CMOST si se quiere, los resultados arrojaron que la presión de fondo (BHP) dada para el pozo inyector no tiene ninguna influencia dentro del proceso, por tanto se deja el valor dado inicialmente el cual es de 1125 psi.

La tasa de inyección de agua fue evaluada para valores inferiores a 0,021 cc/min que es el equivalente a una velocidad de 1 pie/d, la cual es la velocidad máxima que

pueden alcanzar los fluidos dentro del yacimiento. Al realizar las respectivas simulaciones se encontró que para las tasas evaluadas se obtiene una mínima variación en la cantidad de aceite recuperado tras haber inyectado igual cantidad de volúmenes porosos de agua, sin embargo se denota un factor de recobro levemente mayor si se toma una menor tasa de inyección de agua.

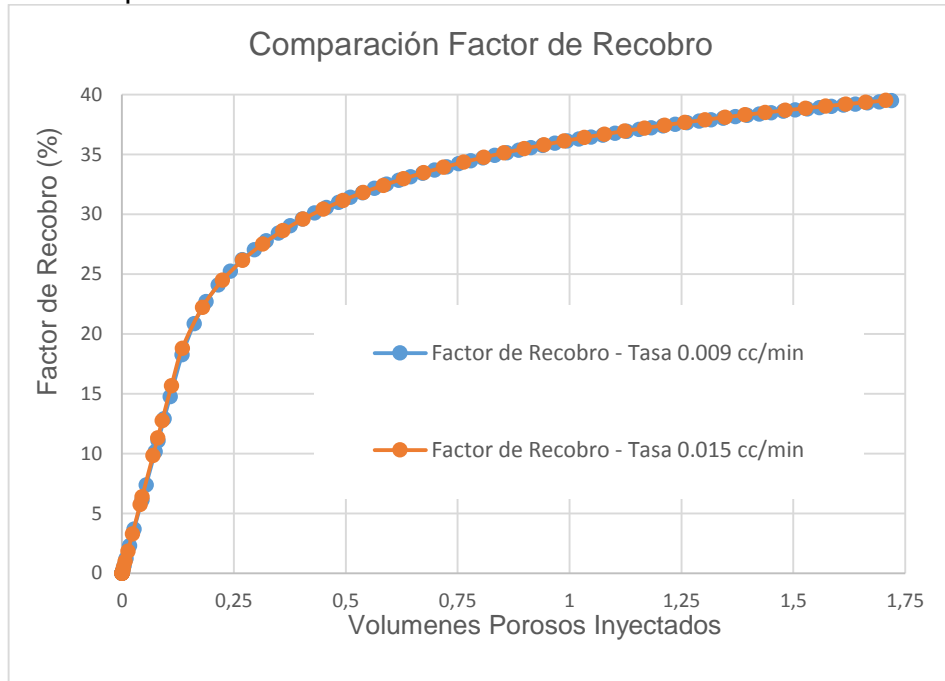
Teniendo en cuenta todo esto, se decide trabajar una presión equivalente a la que existe en yacimiento, y realizar dos pruebas de desplazamiento en el equipo Vinci, cambiando la tasa de inyección, la cual será de 0,009 cc/min y 0,015 cc/min, lo que equivale a 0,5 pie/d y 0,8 pie/d respectivamente según los datos de las simulaciones, las cuales incluyen ajustes dados a partir de la prueba de desplazamiento realizada para la determinación de permeabilidades relativas.

Finalmente se analizaron los datos de las corridas de simulación realizados con los valores de constraints mencionados anteriormente, arrojado los valores de la Tabla 12, igualmente sus comportamientos pueden apreciarse en las siguientes gráficas.

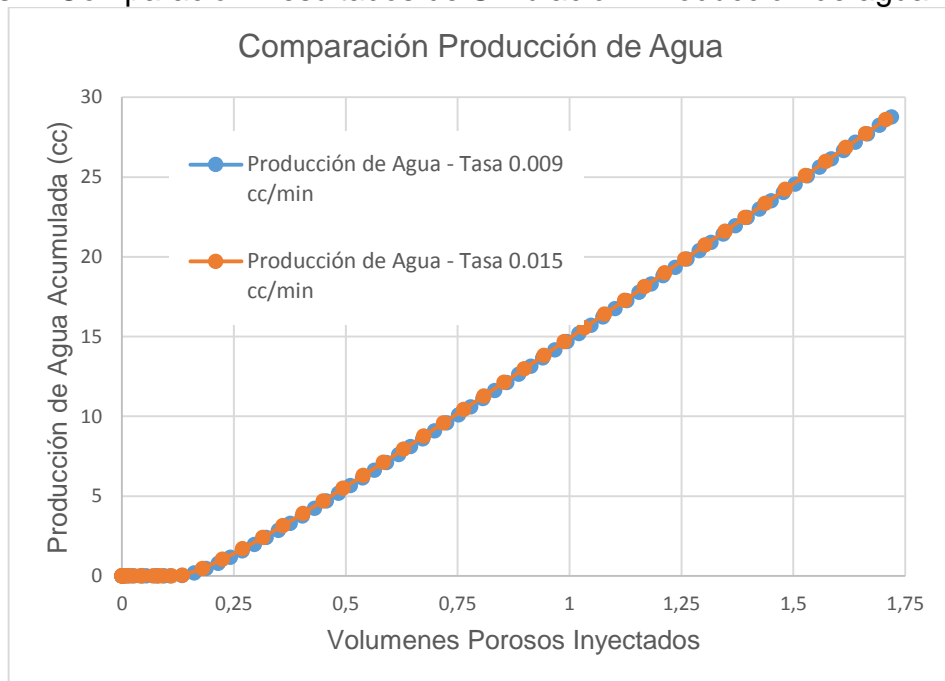
Tabla 12. Resultados de la simulación numérica.

Tasa (cc/min)	VP Inyectado	Tiempo Inyección (min)	FR (%)	NP (cm ³)	Corte de Agua (%)	Tiempo Ruptura (min)
0,009	1,7	3790	39,49	5,93	97,48	240
0,015	1,7	2270	39,52	5,72	97,51	147

Gráficas 6. Comparación Resultados de Simulación. Factor de Recobro



Gráficas 7. Comparación Resultados de Simulación. Producción de agua.



Se puede apreciar tanto en las figuras como en la tabla que los valores obtenidos mediante simulación numérica sufren una variación casi que nula entre las dos diferentes tasas empleadas, razón por la cual se empleará un valor intermedio (0,012 cc/min) para una nueva prueba, para ello es de suma importancia tener en cuenta los comportamientos y resultados obtenidos en las pruebas físicas que se realizaran en el equipo de desplazamiento Vinci.

Cabe señalar, para este tercer caso las curvas de permeabilidad relativa de la roca, fueron cambiadas, ya que la prueba física en el equipo de desplazamiento de Vinci se realizara en una muestra de afloramiento con una permeabilidad de 423,3 mD y una porosidad de 25,27 %.

4. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

Las pruebas de desplazamiento realizadas a medios porosos, ya sea sintéticas, muestras de berea, o en el mejor de los casos muestras nativas, se desarrollan mediante experimentos en laboratorio buscando reproducir fenómenos que ocurren en la formación productora. Esto es muy útil al ingeniero de petróleos para tener una idea del comportamiento de flujo multifásico de las mezclas de aceite, agua y gas que ocurren en el medio poroso del yacimiento. De igual manera, gracias a los datos experimentales obtenidos de pruebas de desplazamiento, se puede evaluar el volumen de aceite a ser recuperado, determinar el caudal óptimo de recuperación y diseñar técnicas de producción que sean más convenientes según las características de los diferentes campos petroleros.

Las pruebas de desplazamiento fueron llevadas a cabo en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación del Parque Tecnológico de Guatiguará, con un tiempo estimado para cada prueba de 15 días.

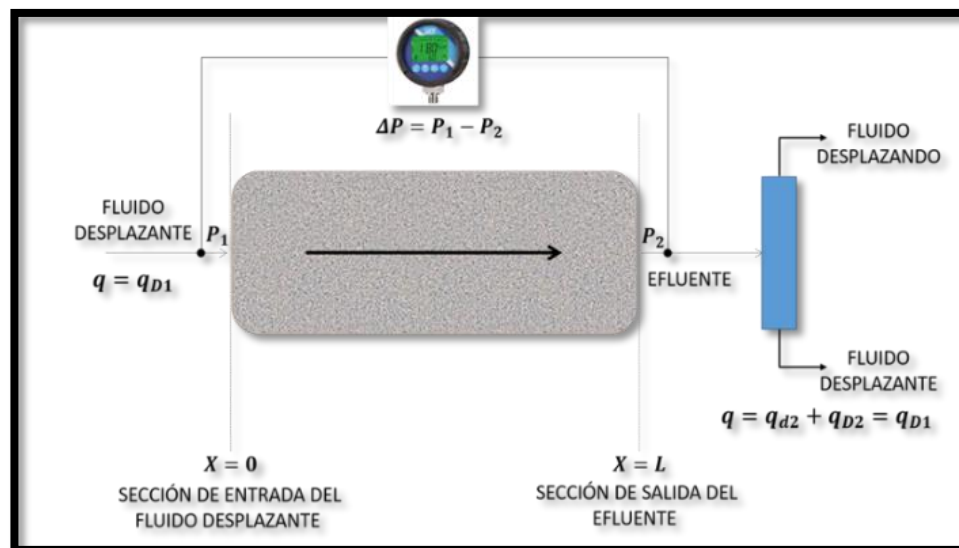
4.1 GENERALIDADES DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN LABORATORIO

Las pruebas de desplazamiento permiten simular en el laboratorio lo que ocurre en un yacimiento cuando se inyecta a la formación un fluido inmisible, que puede ser agua, salmuera o gas, para mejorar la recuperación de aceite y por ende la producción de un campo.

Una prueba de desplazamiento en laboratorio consiste, en la inyección a presión de un fluido, denominado fluido desplazante (salmuera), a través de la cara de entrada

del medio poroso que se encuentra saturado 100% con otro fluido o bien, una mezcla de varios fluidos, uno de los cuales debe ser el fluido de interés o fluido desplazado (aceite). La inyección se puede realizar bajo un sistema de presión constante o flujo constante, registrando en función del tiempo transcurrido a partir del inicio de la prueba el caudal de fluido inyectado, caída de presión a través de la muestra, volumen acumulativo de salmuera y volumen acumulativo de aceite. En la Figura 30, se observa el esquema de la prueba de desplazamiento de forma conceptual.

Figura 30. Esquema de la prueba de desplazamiento de forma conceptual.



Inicialmente en la cara de salida de la muestra se produce únicamente aceite por un intervalo de tiempo en la parte más temprana del desplazamiento, este flujo, es igual al caudal de salmuera inyectada a través de la cara de entrada de la muestra. La duración de este periodo depende de factores como: mojabilidad del sistema roca-fluidos, viscosidades y permeabilidades relativas de los fluidos involucrados.

Llegará un momento a medida con que pasa el tiempo, donde no sólo el fluido desplazado (aceite), fluye a través de la cara de salida de la muestra debido al empuje ocasionado por el frente de agua o salmuera, sino que el fluido desplazante irrumpe en esta cara y se produce simultáneamente aceite y agua inyectada. Este momento es conocido como tiempo de ruptura, a partir de ahí, aumenta la producción de agua con la consecuente disminución de la producción de aceite.

El proceso de inyección continuará hasta que en la muestra se alcance la condición de saturación de aceite residual. En este punto, se considera que la saturación de agua llega a su valor máximo, mientras que la saturación de la fase de aceite obtiene su valor mínimo, por consiguiente el volumen de agua producido es el mismo inyectado y la producción de aceite es nula.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO VINCI.

El equipo de Permeabilidad Relativa RPS7000 desarrollado por Vinci Technologies y pertenece al Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación del Parque Tecnológico de Guatiguará, (ver Figura 31), está diseñado para realizar pruebas de permeabilidad relativa en estado estable e inestable así como de daño a la formación, donde se evalúa la interacción roca-fluido. Este cuenta con los siguientes elementos:

- 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 31. Equipo de Permeabilidad Relativa RPS7000.



- **Porta Núcleo:** el porta núcleo que utiliza el equipo de desplazamiento es de tipo hidrostático y es utilizado para realizar pruebas de permeabilidad para gas y líquido además de experimentos de invasión de agua. Cabe destacar que su diseño permite monitorear la caída de presión a lo largo del núcleo de muestra durante las pruebas de flujo. Posee cuatro entradas por uno de sus lados, una

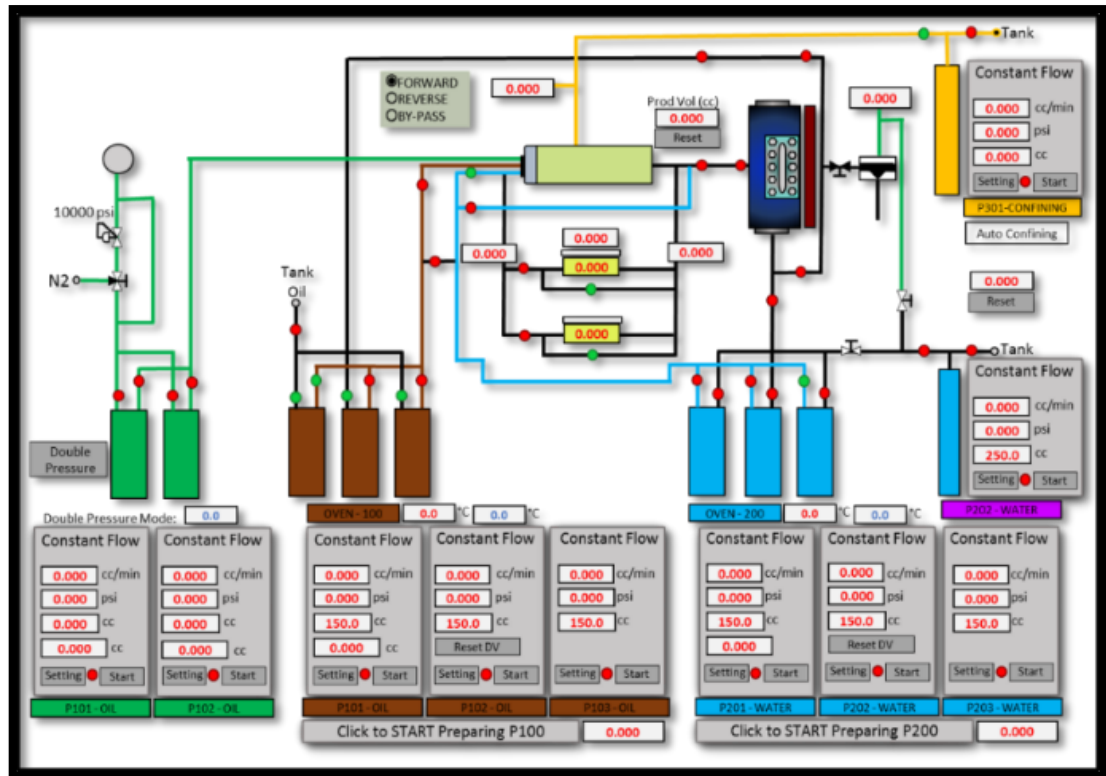
de ellas es para el diferencial de presión, mientras que las otras tres son para el flujo de agua, gas y aceite respectivamente y en su interior se adapta una camisa de viton.

- **Separador bifásico:** este sistema está compuesto por un video separador bifásico de alta presión y alta temperatura el cual posee tres cámaras de video de alta resolución que monitorean en tiempo real las fases producidas y mediante un software registran automáticamente las alturas de las interfases agua/aceite y aceite/gas con el objetivo de cuantificar de manera exacta los volúmenes producidos. El separador consiste en un cilindro usado para recolectar y separar los fluidos producidos por gravedad y una ventana graduada para visualizar la interfase de los dos fluidos a condiciones de reservorio. El cilindro graduado no es otro que una celda que consiste en dos zafiros montados uno opuesto al otro permitiendo una visibilidad completa de la muestra al interior. Ubicando una luz detrás de la ventana es posible un fácil discernimiento de las dos fases al nivel de la interfase.
- **Controlador de Presión:** el permeámetro relativo de estado estacionario y no estacionario tiene adaptado unos controladores de presión de confinamiento y presión de poro. El sistema consiste de la inyección de fluido mediante una bomba positiva de 250 cc y 10000 psi, diseñada para generar y mantener automáticamente una presión constante.

El equipo es controlado mediante un software que permite la operación bien sea manual o automática, controlando componentes como las bombas, válvulas, video cámara, etc., (ver Figura 32, esquema del equipo). Tiene un sistema de bombas triples que permite a las fases líquidas ser recirculadas dentro del equipo

disminuyendo así los volúmenes utilizados para las diversas pruebas. El equipo tiene la capacidad de trabajar con presiones hasta 10000 psi y temperatura máxima de 150 °C.

Figura 32. Esquema del equipo de desplazamiento Vinci.



4.3 PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO LINEAL EN EL EQUIPO DE VINCI

La prueba de desplazamiento en laboratorio, consiste en la inyección de un fluido desplazante a través del medio poroso que inicialmente se encuentra saturado al 100% de fluidos desplazante y a desplazar. El fluido desplazante será la salmuera sintética caracterizada según las propiedades del agua de formación del campo San Francisco 7000 ppm, de igual manera se tiene caracterizado el aceite bajo las propiedades del campo, que será el fluido desplazado. La calidad de los resultados

obtenidos con las pruebas de desplazamiento dependerá de la preparación y metodología planteada para realizar el proceso en laboratorio teniendo los medios porosos y fluidos ideales. El siguiente es el protocolo a seguir para realizar una prueba de desplazamiento con agua.

4.3.1 Protocolo prueba de desplazamiento con agua. El procedimiento de inyección se debe realizar según un protocolo previamente determinado, en el cual se establece un paso a paso a seguir, comenzando desde los tipos de fluido utilizados para desarrollar la prueba de desplazamiento.

4.3.1.1 Descripción de fluidos a utilizar. Para las pruebas de desplazamiento se debe preparar tres tipos de fluidos (Aceite, Agua de Inyección/Formación, solución polimérica), los cuales serán utilizados en las pruebas a realizar. Dichos fluidos son descritos a continuación:

- **Aceite:** el aceite a utilizar será una mezcla de crudo Cusiana MA-28 diluido con aceite mineral (45% en volumen de aceite mineral), el cual cuenta con las siguientes propiedades:
 - ✓ Densidad: 0,857 gr/cc
 - ✓ Viscosidad @30,3°C: 11,62 Cp

- **Agua de inyección:** la composición química de la salmuera sintética del campo San Francisco con concentración de 7000 ppm se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13. Composición salmuera sintética.

Reactivo	Cantidad
NaCl	5,493 g/L
KCl	0,15 g/L
CaCl ₂ 2H ₂ O	1,665 g/L
MgCl ₂ 6H ₂ O	0,495 g/L

Figura 33. Inyección de agua en muestra porosa.



En la Figura 33, se muestra de izquierda a derecha.

- 1. Medio poroso:** representa la muestra, ya sea berea o nativa, en su estado original en la cual se llevara a cabo el desplazamiento.
- 2. Llevar muestra a condiciones de Swirr:** proceso de restauración de plugs. Inyección de agua de formación para saturar 100% la muestra, y posterior inyección de aceite hasta llegar a Saturación de agua irreducible (Swirr).
- 3. Inyección de agua:** proceso de inyección de agua, salmuera sintética San Francisco de 7000 ppm, hasta n volúmenes porosos, a una tasa de inyección establecida.

4.3.1.2 Procedimiento de inyección

1. Identificar la muestra a utilizar.
2. Perfilado de la muestra.
3. Medición de propiedades petrofísicas, permeabilidad y porosidad (Core Pet).
4. Determinar el peso seco de la muestra.
5. Saturar 100% muestra al vacío, con salmuera sintética del Campo San Francisco.
6. Pesar la muestra saturada, determinar el volumen poroso por saturación.
7. Comparar con saturación por Boyle. (Error < 5%)
8. Montaje de la muestra en el equipo de desplazamiento Vinci- RPS-700 a las siguientes condiciones:
 - a. Presión de confinamiento: 2000 psi
 - b. Presión de poro (Contrapresión): 1100 psi
 - c. Temperatura: Ambiente
9. Determinar la permeabilidad absoluta al agua. Tasa de inyección: 1 cc/min de agua de formación. El criterio de estabilización consiste en una variación inferior al 5% en el diferencial de presión, por 10 VP.
10. Inyección de aceite. Drenaje, tasa de inyección 1 cc/min hasta Swirr. El criterio de punto final consistió en desplazar al menos 70 VP de aceite.
11. Se mide la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de Swirr (Koil@Swirr).
12. Inyección de n volúmenes porosos de agua. Salmuera sintética de San Francisco 7000 ppm a una tasa establecida, monitoreando DP, Q, Np, Wi, Wp, Poverburden, T.
13. Limpiar el equipo de desplazamiento.
14. Llevar la muestra al Dean Stark para el secado

4.3.2 Metodología para realizar pruebas de desplazamientos con agua. Las pruebas de desplazamiento permiten identificar fenómenos que ocurren en un proceso de inyección de agua, tales como, interacción roca-fluido, tasas de producción de fluido, tiempo de ruptura, factor de recobro, en tiempos relativamente cortos debido a que es un modelo escalado. La siguiente es la metodología establecida para las pruebas de desplazamiento que se realizaron en muestras de berea y nativas.

1. Selección y preparación de medio poroso.

Gran parte del éxito y la confiabilidad de los resultados durante el desarrollo experimental de la prueba de desplazamiento, se debe al estado en el que se encuentran las muestras y cuidado que se les brinde, ya que requieren cumplir con ciertos criterios, diámetro no mayor a 1,5", longitud mayor o igual al diámetro, muestra bien consolidada y no presentar daño físico como fracturas o fisuras.

Teniendo en cuenta lo anterior, la muestra pasa por un proceso antes de llegar al equipo de desplazamiento y realizar la prueba, estos pasos son los siguientes.

- **Marcar debidamente la muestra:** como se observa en la Figura 34, se utiliza tinta china para marcar de la siguiente manera cada una de las muestras, B-TC-GRM-#. Donde B significa el tipo de muestra (berea), TC y GRM los grupos interesados en la investigación (Tomografía Computarizada y Grupo de Recobro Mejorado) y el símbolo # corresponde a la numeración para cada muestra.

Figura 34. Marcación de la muestra.



- **Medición de las dimensiones a la muestra:** la medición se realiza tomando el instrumento pie de rey, donde se toman cuatro medidas por cada dimensión (diámetro y longitud). El valor final se obtendrá del promedio de los valores de las mediciones. En la Figura 35, se puede observar la manera de cómo se debe sostener la muestra para su medición.

Figura 35. Medición de dimensiones.



- **Pesar la muestra:** se utiliza una balanza analítica tomando tres mediciones de su peso, tener en cuenta que la balanza se encuentre calibrada.

Tanto los valores de las dimensiones y el peso de la muestra son requeridos para conocer el volumen poroso, y son variables de entrada en los equipos Core Pet o Vinci para la medición de sus propiedades petrofísicas básicas.

- **Conservación de muestras:** para evitar que la muestra pueda ser contaminada se utiliza una tara debidamente marcada con el nombre de la muestra y proyecto al que pertenece. Figura 36.

Figura 36. Tara almacenadora de muestras



2. Medición de propiedades petrofísicas básicas.

La medición de las propiedades petrofísicas básicas se realiza por medio del Permeámetro CORE PET, con una presión de confinamiento de 800 psi y temperatura ambiente, siguiendo el protocolo estipulado en el laboratorio de análisis petrofísico y daño a la formación, con las recomendaciones de la Norma API RP 40, sección 6. Determinación de permeabilidad.

La porosidad se determina en el Porosímetro de Helio CORE PET, siguiendo el protocolo del laboratorio y las recomendaciones de la Norma API RP 40. Sección 5. Determinación de porosidad. Los resultados de la medición de permeabilidad absoluta al aire y porosidad se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14. Propiedades petrofísicas básicas

Muestra	Permeabilidad (mD)	Porosidad (\emptyset)	Peso (g)
B-TC-GRM-01	486,83	23,86	170,722

3. Selección de fluidos.

Al no contar con fluidos nativos de yacimiento del campo San Francisco, se está en la obligación de preparar fluidos sintéticos que reproduzcan con la mayor precisión las propiedades de estos. En la Tabla 15. Propiedades de los fluidos del Campo San Francisco., se contemplan las propiedades de los fluidos a temperatura de yacimiento, 59°C.

Tabla 15. Propiedades de los fluidos del Campo San Francisco.

Fluido	Propiedad	Valor
Crudo	Viscosidad cp	12
	Gravedad API	22,9
Salmuera	Salinidad ppm	7093

- **Crudo:** preparación mezcla de aceite mineral y crudo Cusiana MA-28. Con el objetivo de lograr representar la viscosidad del Campo San Francisco la cual es

de 12cp @ 125°F, se realiza una mezcla de Aceite Mineral y Crudo Cusiana MA-28, cuyos datos se presentan en la Tabla 16.

Tabla 16. Propiedades de Componentes Empleados

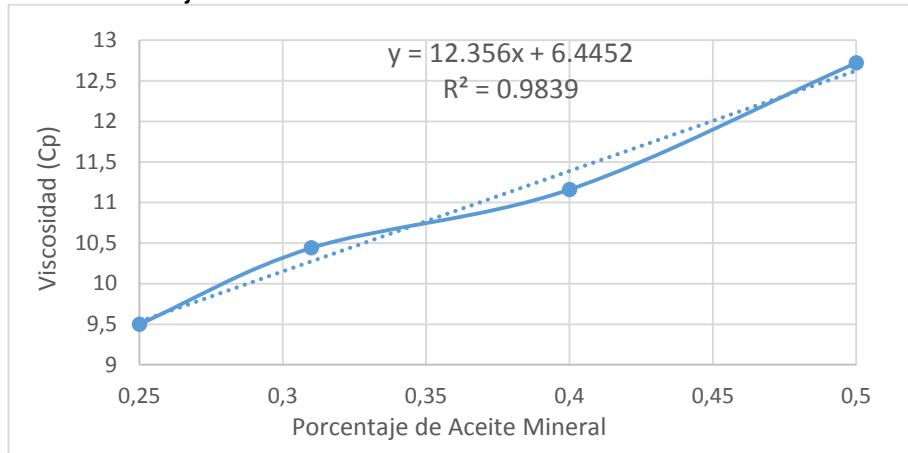
Componente	Viscosidad Cp	Densidad g/cm ³
Aceite Mineral	30,4 @ 30°C	0,8483
Crudo Cusiana MA-28	6 @ 30°C	0,8589

Para obtener la relación adecuada en la cual debía ser mezclado cada componente y que nos representara la viscosidad de 12 cp, se realizaron varias mezclas de Aceite Mineral y Crudo Cusiana MA-28, bajo diferentes proporciones y posteriormente se les midió la viscosidad a una temperatura de 30 °C, obteniendo los valores señalados en la Tabla 17. Dichos valores fueron graficados tal como se aprecia en la Gráficas 10.

Tabla 17. Viscosidad de la mezcla a diferentes proporciones.

Aceite Mineral (Fracción en Volumen)	Crudo Cusiana MA- 28 (Fracción en Volumen)	Viscosidad (cp)
0,25	0,75	9,5
0,31	0,69	10,44
0,4	0,6	11,16
0,5	0,5	12,72

Gráficas 10. Porcentaje de Aceite Mineral vs Viscosidad



Una vez construida la gráfica se puede apreciar que la proporción en la cual se deben mezclar los dos fluidos para lograr una viscosidad de 12 cp es utilizando 0.45 de Aceite Mineral y 0.55 de Crudo Cusiana MA-28. Determinadas estas proporciones se realizó nuevamente la mezcla y se le hicieron mediciones de viscosidad, obteniendo los valores de la Tabla 18, en la cual se evidencia que la mezcla es representativa tal como se deseaba.

Tabla 18. Viscosidad de mezcla final

Temperatura de Medición (°C)	Viscosidad (cp)
30	11,95
30,3	11,62

- Agua de formación:** se hace necesario preparar una salmuera sintética ante la ausencia del agua de formación. La caracterización fisicoquímica de la salmuera del campo según la revisión de la literatura se presenta en la Tabla 19. Con esta información se calcula haciendo la conversión a sus respectivas sales, la

cantidad de reactivo para 1 litro de salmuera, cuya composición se presenta en la Tabla 20.

Tabla 19. Caracterización fisicoquímica del agua de formación del campo San Francisco.

Parámetro	Unidad	Valor
Na ⁺	mg/L	3159
K ⁺	mg/L	114
Ca ⁺⁺	mg/L	506
Mg ⁺⁺	mg/L	66
Ba ⁺⁺	mg/L	42
Sr ⁺⁺	mg/L	28
Fe ⁺⁺	mg/L	10
STD	mg/L	11662
Salinidad	Mg/L NaCl	10853
Resistividad	Ωm @25°C	0,689
H ₂ S	mg/L	0,2
CO ₂	mg/L	180
HCO ₃ ⁻	mg/L	1403
SO ₄ ⁼	mg/L	4
Cl ⁻	mg/L	4715
Conductividad	mS/cm @ 25°C	14,520

Tabla 20. Composición salmuera sintética.

Reactivo	Cantidad
NaCl	5,493 g/L
KCl	0,15 g/L
CaCl ₂ 2H ₂ O	1,665 g/L
MgCl ₂ 6H ₂ O	0,495 g/L

Teniendo en cuenta la composición para la salmuera sintética, se calcula la cantidad de reactivo que se requiere según los litros que se vayan a preparar. El procedimiento para la preparación de salmuera es la siguiente.

Compuestos

- ✓ Cloruro de Sodio (NaCl)
- ✓ Cloruro de Potasio (KCl)
- ✓ Cloruro de Calcio Dihidratado ($\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)
- ✓ Cloruro de Magnesio Hexahidratado ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)
- ✓ Agua destilada

Materiales

- ✓ 1 Matraz aforado 1000 mL
- ✓ 4 vasos de precipitados 50 mL
- ✓ 4 espátulas
- ✓ Balanza analítica
- ✓ Conductímetro

1. Utilizar la balanza analítica para pesar la cantidad de reactivo en un vaso de precipitado usando una espátula para cada sal, con tal de no contaminar los demás recipientes con otra sustancia.

2. Disolver los compuestos con la mínima cantidad de agua destilada que se pueda en el vaso de precipitado y transferirlo al matraz. Se recomienda que la altura del líquido no sobrepase el 70% de la parte ancha del recipiente para una mejor agitación.

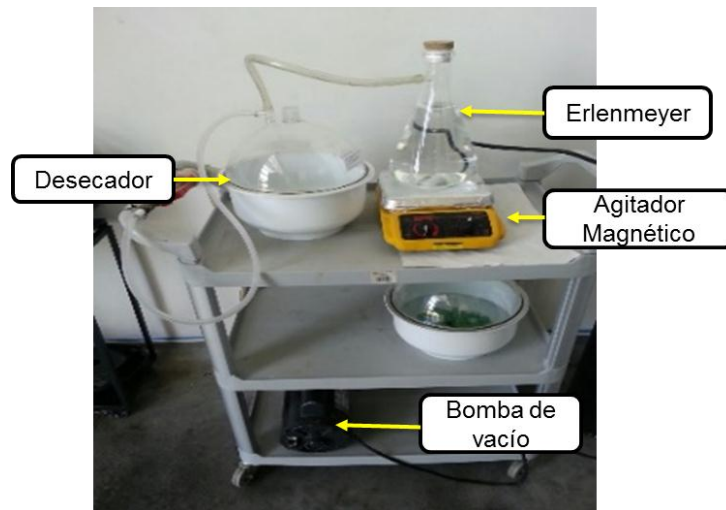
3. Agitar en círculos hasta asegurarse que la sustancia esté totalmente disuelta. Continuar llenando hasta que la parte inferior de la línea del menisco de exactamente con la marca en el cuello del matraz.

4. Enjuagar el matraz, para asegurar la completa limpieza de éste y evitar pérdida de salmuera, se mide nuevamente la totalidad de volumen del matraz. Se completan los litros restantes que se disponen preparar.
5. Medir la conductividad de la salmuera.
6. Se verifica que la salmuera haya quedado bien preparada mediante la gráfica resistividad de soluciones NaCl, mostrada en el anexo, los datos de entrada para utilizar la gráfica son la temperatura y la resistividad. En la gráfica se interceptan estos dos valores para conocer la concentración de NaCl de la solución.
7. Rotular el recipiente de almacenamiento con el nombre de la salmuera y la fecha de preparación. Se recomienda usar esta salmuera por un periodo inferior tres semanas.

4. Saturación de muestra con salmuera

Para la saturación de la muestra se requiere que esta haya sido pesada seca y libre de fluidos. La muestra se dispone dentro de un desecador que contiene esferas de vidrio, estas se utilizan para evitar un contacto directo entre la muestra y las paredes del recipiente, favoreciendo la desaireación. El desecador debe estar conectado a un sistema de vacío, que se comunica lateralmente por medio de una manguera con el Erlenmeyer que contiene la salmuera sintética tal como se muestra en la Figura 37

Figura 37. Montaje para saturar la muestra



Se aplica presión de vacío al sistema por un tiempo de 4 a 6 horas, con lapsos pequeños de tiempo para vacío de 40 minutos y 15 minutos cerrado y apagado para no sobrecargar el trabajo de la bomba.

Posteriormente, se adiciona la salmuera contenida en el Erlenmeyer sobre el desecador que contiene la muestra, se inicia nuevamente los ciclos de vacío por un periodo de tres días, para garantizar la completa saturación de la muestra.

Terminada la saturación, se toma la muestra y con ayuda de un algodón humedecido con la misma salmuera, se retira el exceso de fluido que pueda tener. Por último se pesa y se determina el volumen poroso por saturación.

5. Montaje de la muestra en el equipo de Vinci

La muestra es montada en el equipo de desplazamiento Vinci donde se estabiliza a las siguientes condiciones de yacimiento del campo San Francisco:

- ✓ Presión de confinamiento: 2000 psi
- ✓ Presión de poro (contrapresión): 1100 psi

Estabilizadas las condiciones de yacimiento, se realiza la inyección de aceite (drenaje), se determina la permeabilidad del aceite a condiciones de saturación de agua irreducible. Posteriormente se realiza la inyección de salmuera (imbibición) hasta saturación de aceite residual obteniendo permeabilidad del agua. Con la prueba se registra, caudal de agua inyectado, volúmenes acumulativos de agua y aceite producido, caída de presión a través de la muestra, todo en función del tiempo transcurrido desde el inicio del desplazamiento.

6. Limpieza de muestra para balance de materia

El proceso se lleva a cabo por medio del contacto entre un solvente con el medio poroso para extraer o remover hidrocarburo y salmuera presente en la muestra.

El método utilizado para el proceso de limpieza es el de extracción por destilación – Dean Stark ver Figura 38, empleando Tolueno como solvente, donde el tiempo de extracción va de 50 a 84 horas dependiendo de la densidad del crudo. Se emplea

el sistema Soxhlet, donde el solvente continuamente es destilado, condensado y distribuido a través del medio poroso, llevando consigo los fluidos a retirar, para iniciar el ciclo nuevamente. Cuando el color de solvente es traslucido se puede dar por terminada la limpieza.

La limpieza se efectúa aprovechando la diferencia de temperatura de ebullición del tolueno en comparación a los componentes hidrocarburos y la salmuera.

Como control de calidad para verificar que la muestra se encuentre completamente limpia, se introduce en una solución de Tolueno y Acetona en una proporción 60:40 durante un tiempo de 6 horas. Luego se traslada la muestra al horno por 8 horas, transcurrido ese tiempo se deja por 2 horas más en el desecador y finalmente se pesa la muestra sin fluidos.

Figura 38. Equipo de desaturación.



4.4 RESULTADOS DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.

La permeabilidad relativa se utiliza regularmente para describir el flujo de fluidos inmiscibles de dos o tres fases a través del medio poroso, por eso, su gran importancia para comprender, pronosticar y controlar la producción de un yacimiento petrolero. El objetivo de las pruebas, es determinar la permeabilidad relativa agua / aceite, en un medio poroso, (muestras de berea) al inyectar 1,7 volúmenes porosos (VP) de salmuera a dos tasas diferentes 0,015 y 0,009 cm³/min, y a tasa de 0,012 cm³/min en una muestra nativa. Estos valores fueron establecidos mediante los mejores escenarios obtenidos por simulación numérica, ya que se toma como referencia valores inferiores a 0,021 cc/min que es el equivalente a una velocidad de 1 pie/d, velocidad máxima que pueden alcanzar los fluidos dentro del yacimiento.

Para el desarrollo de la prueba de desplazamiento se utilizaron dos muestras de berea y dos muestras nativas, salmuera sintética similar en su composición fisicoquímica al agua de formación del Campo San Francisco y una mezcla de aceite mineral crudo Cusiana MA-28 (45:55). Las propiedades de las rocas y los fluidos se encuentran en las tablas 21, 22 y 23.

Tabla 21. Propiedades petrofísicas de las muestras

DATOS			
Muestra	B-TC-GRM 5	B-TC-GRM 8	FM-12
Longitud (cm)	7,60	7,60	5,49
Diámetro (cm)	3,76	3,76	3,8
Perm al Aire (mD)	469,89	472,5	423,3
Porosidad Boyle (%)	24,32	24,6	25,27
Volumen Poroso (cm ³)	20,52	20,79	15,73
Área Transversal (cm ²)	11,10	11,12	11,34

Tabla 22. Propiedades del aceite

PROPIEDAD	RESULTADO
Densidad (g/ml)	0,857
Viscosidad (cP)	11,62 @ 30.3 °C

Tabla 23. Propiedades fisicoquímicas de la salmuera sintética del Campo San Francisco

COMPUESTO	CONCENTRACIÓN (g/L)
NaCl	5,493
KCl	0,150
CaCl ₂ ·2H ₂ O	1,665
MgCl ₂ ·6H ₂ O	0,495

Se realizan dos desplazamientos en muestras de berea a tasas de inyección diferente y dos en muestras nativas a tasa de inyección igual para evaluar repetibilidad. Estas tasas son establecidas bajos los mejores escenarios de simulación, tomando como partida la velocidad de desplazamiento real de 1 pie/día. La Prueba de desplazamiento 1, se lleva a cabo en la muestra B-TC-GRM 5 a una tasa de inyección 0,015 cc/min. La prueba de desplazamiento 2, se lleva a cabo en la muestra B-TC-GRM 8 a una tasa de 0,009 cm³/min. La prueba de desplazamiento 3 y 4 se realizan en las muestras FM-12 y LM4-2-6 respectivamente a una tasa de 0,012 cm³/min.

Siguiendo el protocolo para realizar prueba de desplazamiento, se obtienen los siguientes resultados. Se excluyen los resultados del desplazamiento 4, ya que sólo se evaluó para repetibilidad.

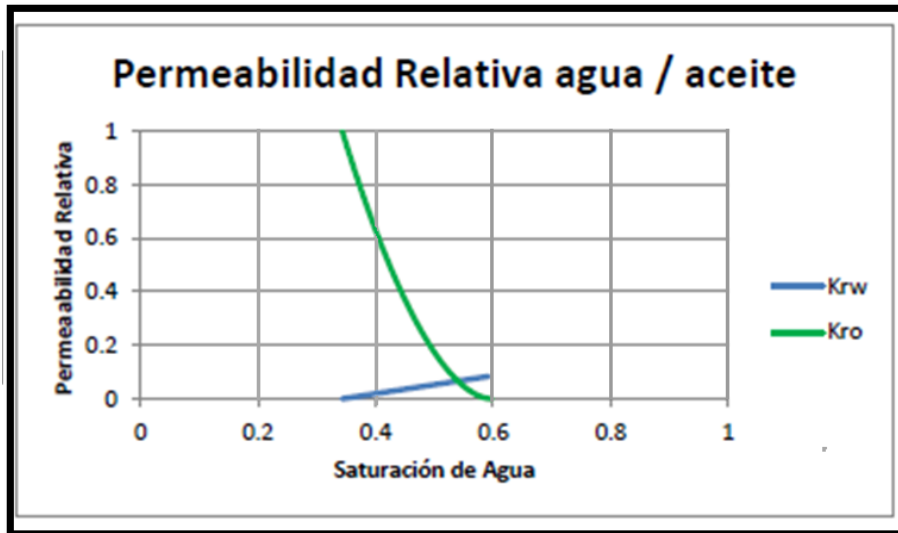
Como primera medida se calcula el volumen poroso por saturación, alcanzado luego de la aplicación de 12 horas de vacío al conjunto Plug-Salmuera y determinado por la diferencia entre el peso de la muestra en seco y peso de la muestra húmeda. Se determina la permeabilidad absoluta al agua y posteriormente la permeabilidad efectiva al aceite cuando se lleve la muestra a condiciones de Swirr al realizar el drenaje. Terminado este proceso, se da inicio a la inyección de salmuera (imbibición) y se determina la saturación de aceite al cabo de 1,7 volúmenes porosos inyectados. En la Tabla 24 se pueden observar los valores obtenidos.

Tabla 24. Resultados de las pruebas de desplazamientos

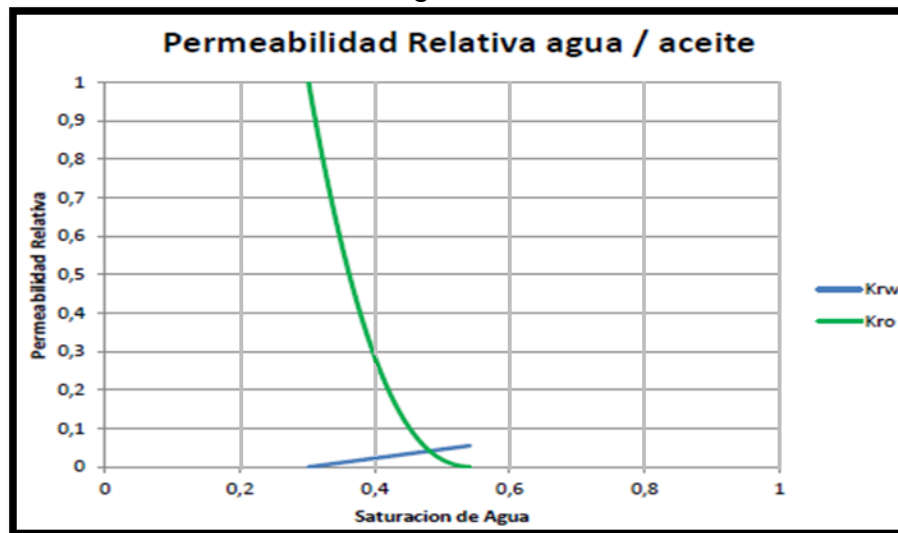
RESULTADOS			
Muestra	B-TC-GRM 5	B-TC-GRM 8	FM-12
VP Saturación (cm ³)	20,04	20,10	15,28
Kabs al agua (mD)	334	335,2	269,47
Koil@Swirr (mD)	285,80	153,2	11,21
Swirr (%)	34,32	30,17	33,33
Sor (%)	44,92	44,88	62,4

Con los datos monitoreados durante la prueba, se puede calcular las permeabilidades relativas salmuera-aceite. Las siguientes gráficas pertenecen a las permeabilidades relativas para las muestras en evaluación. En la Gráficas 11 y Gráficas 12 el intercepto de las curvas de permeabilidad relativa de agua y permeabilidad relativa de aceite ocurre en un valor cercano al 50% de la saturación de agua, esto quiere decir que la muestra no presenta una preferencia a ser mojada por uno de los dos fluidos.

Gráficas 11. Permeabilidad Relativa agua-aceite muestra B-TC-GRM 5



Gráficas 12. Permeabilidad Relativa agua-aceite muestra B-TC-GRM 8

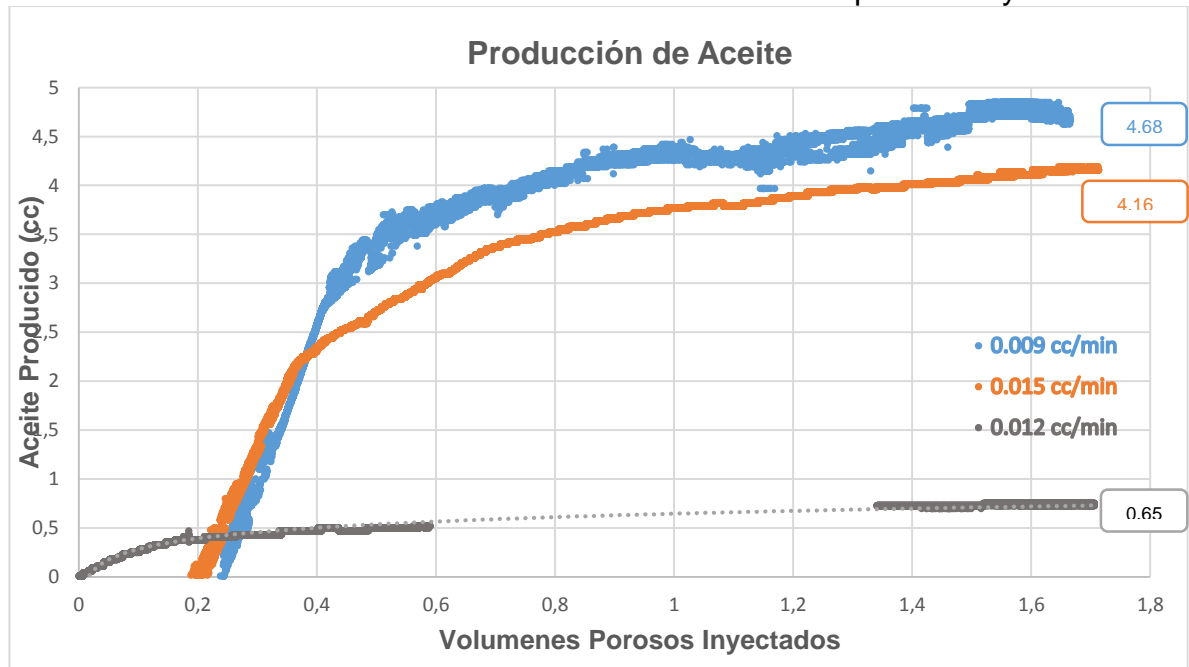


En la Gráficas 13 la producción de aceite no se da inmediatamente comenzada la inyección de salmuera, sino hasta los 0,2 volúmenes porosos para las muestras de berea, curva azul y naranja. La producción de aceite favorece a la tasa de 0.009

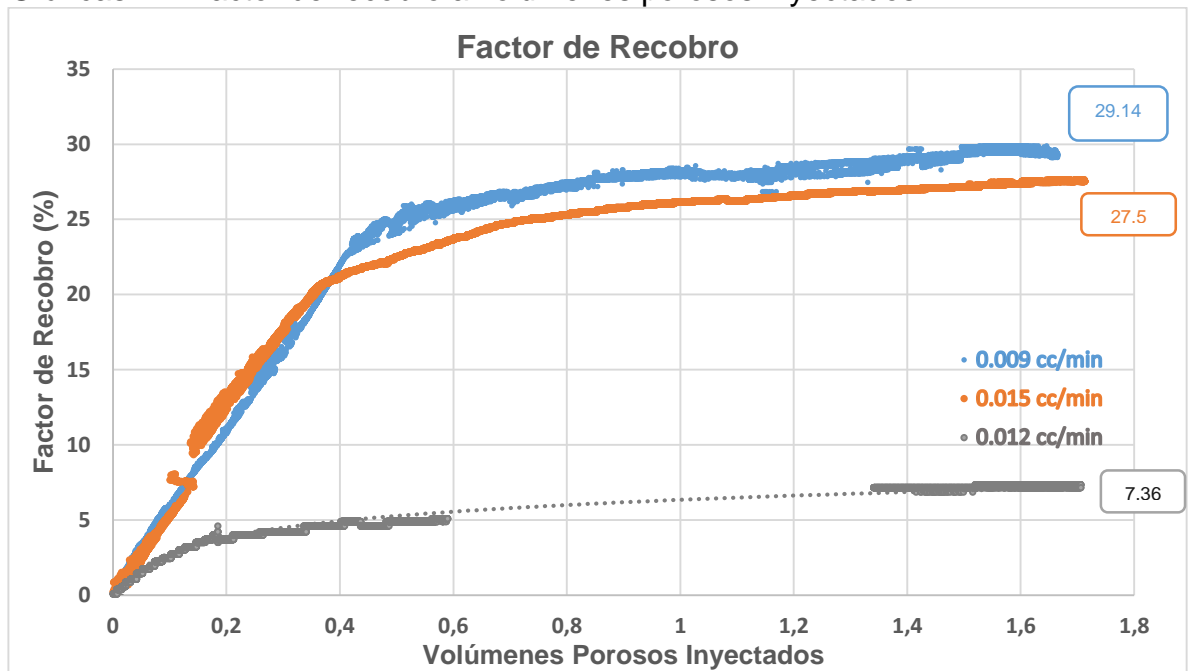
cm³/min con 4,68 cm³ de aceite producido lo que equivale a 29% en factor de recobro, Gráfica 14

La saturación de agua irreducible (Swirr) para la muestra FM-12, al cabo del drenaje es de 33,33%, con una permeabilidad efectiva al aceite de 11,21 mD a estas condiciones. La saturación de aceite residual (Sor) después de la inyección de salmuera es de 62,4%, con lo cual la roca posee poco aceite móvil para ser desplazado, y se ve reflejado en la producción de 0,65 cm³ con un factor de recobro de 7,36. Ver Gráficas 13 y Gráfica 14 curva gris.

Gráficas 13. Producción de aceite acumulado a volúmenes porosos inyectados

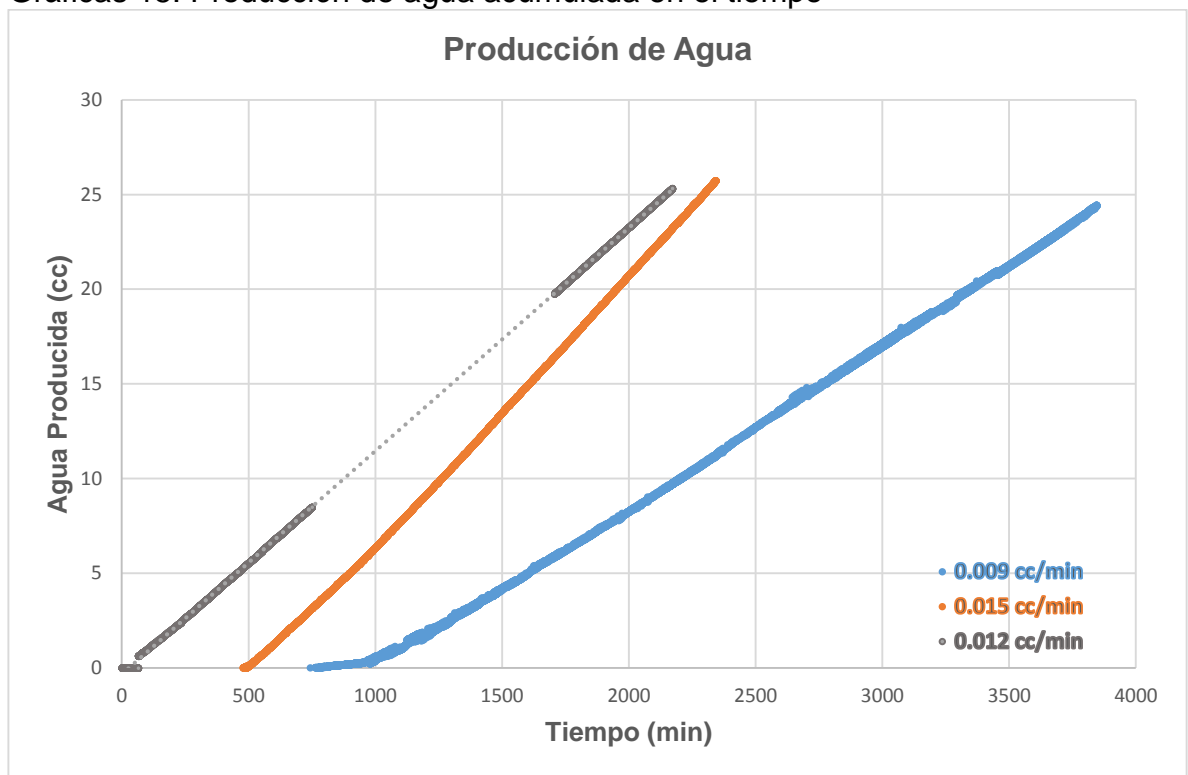


Gráficas 14. Factor de recobro a volúmenes porosos inyectados



La producción de agua acumulada para los tres casos llega hasta los 25cm³, los tiempos de ruptura son diferentes para cada tasa, 950 minutos para una tasa de 0,009 cm³/min, 500 minutos para la tasa de 0,015 cm³ y la irrupción más temprana con la tasa de 0,012 cm³ a 84 minutos. De acuerdo a los resultados obtenidos para esta última tasa, podemos decir que se presenta canalización del agua inyectada, evidenciado por la temprana ruptura y el bajo factor de recobro.

Gráficas 15. Producción de agua acumulada en el tiempo



Durante el desplazamiento con la muestra nativa, curva gris, ocurrió un problema técnico mientras transcurría la prueba, ocasionando que no se tenga el registro completo de datos, pero se puede observar, que al finalizar el desplazamiento los resultados no han variado de manera drástica, sino que mantienen su tendencia.

5. CONCLUSIONES

Se estableció la correlación Permeabilidad absoluta y relación de solución epóxica/Masa de Mezcla en función del porcentaje de Caolín; las cuales, se pueden utilizar para construir medios porosos sintéticos con arena Ottawa 80/100, a una presión vertical de compactación de 1200 psi, utilizando la relación 2,5/1 Resina/Endurecedor, dejando las muestras por 6 horas en horno a 90 °C para acelerar el proceso de curado.

Se estableció una metodología para la construcción de medios porosos sintéticos, donde permite obtener de manera exitosa núcleos con propiedades que siguen el comportamiento de las correlaciones establecidas, dejando a un lado el error asociado al operador.

Se logró evaluar diferentes enfoques para construir medios porosos sintéticos, mediante la visualización con tomografía computarizada obteniendo imágenes tridimensionales en escala de colores, registros de densidad y número atómico efectivo; lo que permitió encontrar que el método de compactación doble y reducción de solución epóxica produce núcleos homogéneos a través de toda su longitud.

La metodología propuesta para realizar desplazamientos a nivel de laboratorio, permitió llevar a cabo desplazamientos con resultados representativos, puesto presentan un comportamiento similar al obtenido mediante el modelo de simulación numérica.

6. RECOMENDACIONES

Realizar un análisis de la composición y fabricación tanto de la resina como del endurecedor y su influencia en la mojabilidad de los medios porosos sintéticos.

Diseñar un equipo de compactación con la capacidad de aplicar presión en ambos sentidos de la muestra, y con una mayor precisión en la medición de la presión.

Realizar una correlación para la construcción de medios porosos sintéticos homogéneos, basada en el enfoque de compactación doble.

BIBLIOGRAFÍA

ALARCÓN, L. CAVANZO, E. “Estudio Experimental De Un Proceso De Inyección Continua De Vapor En El Equipo De Desplazamiento Radial (E.D.R.) Con Medios Porosos Homogéneos”. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2013.

AVILA, M. LAVAO, A. “Evaluación Y Diagnóstico Del Plan De Mantenimiento A La Interpretación Asociada A Los Separadores De Crudo En La Batería Monal – Campo San Francisco. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2015.

CÁCERES, S. y PORRAS, K. “Construcción De Equipo Electroneumático Para La Fabricación De Medios Porosos Sintéticos” Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2015.

CALHOUN, J.C., Jr.: Fundamentals of Reservoir Engineering, U. of Oklahoma Press, Norman 1960.

CAMACHO, L. EBRATTH, MICHAEL. “Desarrollo De Una Metodología Para La Determinación Experimental De Permeabilidades Relativas Crudo Agua En Un Campo Colombiano”. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2014.

CASTRO, R. H. MAYA, G. A, “Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future” SPE-169459-MS. 2014.

CASTRO R., MAYA G., MERCADO D., TRUJILLO M., SOTO C., PÉREZ H., LOBO A., ORDÓÑEZ A., SANDOVAL J. E., SPE/ECOPETROL S.A. “Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia” SPE 139199. Diciembre 2010.

CELIS, J. IBARRA, Y. "Estudio Experimental Y Numérico Del Proceso De Inyección De Agua En El Modelo De Desplazamiento Radial". Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2011

CELIS, L. FERNÁNDEZ, O. "Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados". Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2012.

FORREST, F. CRAIG, Jr. Aspectos de ingeniería de inyección de agua. Society of petroleum engineers of AIME. 1982.

GÓMEZ PRADA, L. G., Recobro secundario desplazamiento con agua, Universidad Industrial de Santander, 1989.

IBARRA, Y. CELIS, J. "Estudio experimental y numérico del proceso de inyección de agua en el modelo de desplazamiento radial". Tesis de grado. UIS. 2011.

INGRAIN, Digital Rock Physics Lab. Visualización de plug continuo PlugHDTM registro de densidad/factor fotoeléctrico.

JOHNSTONE, R.E.; THRING, N.W. "Pilot Plants, Models and Scale-Up Methods in Chemical Engineering". McGraw-Hill Book Co. New York. 1957.

LONDOÑO GALVIS, F. W. "Evaluación del efecto de los parámetros adimensionales en el escalamiento de un proceso de inyección de agua". Tesis de maestría. UIS. Bucaramanga. 2012.

LOPERA, S. "Permeabilidad Relativa". Trabajo de promoción a profesor asistente. UNC. Medellin. 1996.

MATEUS ARDILA, M. ARENAS RUEDA, F. "Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos". Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2010.

Norma API RP 40. Practicas Recomendadas para el Análisis de Núcleos. Instituto Americano del Petroleo.1998.

OVIEDO, H. ROJAS, A." Simulación Numérica De Los Procesos De Desplazamiento Realizados En El Modelo Coreflooding". Tesis de grado. UIS. Bucaramanga.2006

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo, Venezuela. 2001

PDVSA. Simulación de Yacimientos de Petróleos Negros. Universidad Corporativa. 2001.

SILVA, N. TRUJILLO, L. "Análisis de sensibilidad de parámetros de escalamiento en un patrón de cinco puntos sometido a una inyección de agua". Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2006.

URIBE, J. y PERALTA, R. "Estudio del Comportamiento de la Inyección de Agua en las Arenas Inferiores del Bloque I del Campo Casabe Utilizando Técnicas de Escalamiento". Tesis de grado. UIS. Bucaramanga. 2000.

ANEXOS

GRÁFICA RESISTIVIDAD DE SOLUCIONES NaCl

