

**ANÁLISIS EXPERIMENTAL DEL DESPLAZAMIENTO DE UN CRUDO
COLOMBIANO CON UNA SOLUCIÓN POLIMÉRICA EN MEDIOS POROSOS
COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA**

**HÉCTOR AUGUSTO BUITRAGO GONZÁLEZ
ROBERT DAVID SUÁREZ SUÁREZ**

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

2016

**ANÁLISIS EXPERIMENTAL DEL DESPLAZAMIENTO DE UN CRUDO
COLOMBIANO CON UNA SOLUCIÓN POLIMÉRICA EN MEDIOS POROSOS
COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA**

**HÉCTOR AUGUSTO BUITRAGO GONZÁLEZ
ROBERT DAVID SUÁREZ SUÁREZ**

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

Director

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
Ingeniero de Petróleos, M.Sc**

Codirector

**ASTRID XIOMARA RODRIGUEZ CASTEBLANCO
Ingeniera de Petróleos, M.Sc**

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

2016

DEDICATORIA

A Dios, quien me ha iluminado y acompañado en cada paso de mi vida. A Él dedico y agradezco en cada momento de mi vida.

A mi padre y a mi madre; Robert y Sandra, quienes, con su valentía, su esfuerzo y su dedicación me han brindado todos los medios, todo el amor, el acompañamiento y el cariño para alcanzar mis metas.

A mis hermanas; Eva y Gaby y al bebé Alejandro por regalarme en cada mirada y sonrisa un significado de lo que es el verdadero amor.

A mis abuelos; Uriel y Rafael, quienes desde el cielo me acompañan y por quienes siento respeto, admiración y puro amor.

A la mujer que despertó en mí el amor más sensible y fuerte. A ella la recuerdo cada segundo de mis días, aunque ya no me acompañe.

Robert

AGRADECIMIENTOS

A Dios por impulsarme, guiarme y acompañarme no solo en estos años académicos, sino en cada instante y decisión de mi vida. Gracias Señor por tu infinita bondad.

A mi familia; quienes siempre están orgullosos de mis triunfos y me acompañan en todo momento.

A la gloriosa Universidad Industrial de Santander y a la ciudad de Bucaramanga por abrirme las puertas y permitir mi formación y crecimiento personal y profesional.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado por complementar mi formación académica. A su director; Ing. Samuel Muñoz por cada sugerencia y acompañamiento durante el desarrollo de esta tesis. De igual forma a Xiomara Rodríguez, nuestra co-directora, por toda la paciencia y comprensión con los informes de avance.

Al ingeniero Hernando Buendía y a todo el personal del Laboratorio de Análisis Petrofísicos de Guatiguará, por facilitar los equipos, su experiencia y amabilidad para realizar las pruebas experimentales de esta tesis.

A todos mis grandes amigos; Padre, Tavo, Chebo, Cristian, Andrés, El Gordo, Linis, Shir, Juanfe, Mayra, Sochix, ML, Robert, Héctor, Leder, JJ y todos aquellos que no alcanzo a escribir. Ellos han acompañado y han sido parte fundamental de varias partes de mi vida.

También agradezco a la música de los juglares vallenatos por acompañar las noches despiertas de este proyecto.

ROBERT

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a aquellas personas que durante este trabajo y durante el desarrollo de mi carrera hicieron parte de mi vida, haciéndome crecer como persona y como profesional.

Agradezco principalmente a mis padres, ya que sin ellos no hubiera sido posible alcanzar este logro.

A mi núcleo de amigos, que además de pasar momentos dedicados al esparcimiento, siempre nos instábamos los unos a los otros para ser mejores profesionales a lo largo de nuestra carrera, principalmente a Pérez quien ha sido mi amigo desde el colegio. A mis amigos del centro de cómputo.

A todo el personal del laboratorio del PTG, quienes ayudaron en gran parte de este proyecto final. A todos los profesores que hicieron parte de mi formación y me dieron aquellos consejos necesarios para mejorar día a día.

A todo el personal de Ultimate frisbee de la selección de la universidad y de one to one.

Y por último y no menos importante, al Grupo de Recobro Mejorado, gracias al cual, adquirí un gran aprendizaje y la oportunidad de tener el orgullo de formar parte de este equipo que siempre lucha por la excelencia, y de dar a mi trabajo ese toque de alto nivel característico del grupo.

HÉCTOR

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	22
1. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	24
1.1. POLÍMEROS EMPLEADOS	26
1.1.1 Poliacrilamida	26
1.1.2 Características de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).	27
1.1.3 Biopolímeros.	28
1.2 RANGO DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA.....	28
1.3 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	30
1.3.1 Estabilidad del polímero.	30
1.3.2. Ataque oxidativo	30
1.3.3. Estabilidad térmica	31
1.3.4. Concentración de cationes divalentes	31
1.3.5. Ataques bacterianos La degradación del polímero también ocurre debido al ataque bacteriano.	31
1.3.6. Tasa de corte y degradación mecánica.....	32
1.4. PROPIEDADES DEL FLUJO DE POLÍMEROS EN EL MEDIO POROSO.	32
1.4.1. Comportamiento reológico del polímero.....	32
1.4.2. Retención del polímero.....	34
1.4.3. Adsorción	35
1.4.4. Volumen poroso inaccesible.....	36
1.4.5. Retención en medios porosos de diferente mojabilidad.	37

1.4.6. Reducción de la permeabilidad – resistencia residual.....	40
1.5. DETERMINACIÓN TEÓRICA DE LA CONCENTRACIÓN DE POLÍMERO....	42
1.6. CANTIDAD DE POLÍMERO INYECTADO AL YACIMIENTO.....	45
2. CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS.....	46
2.1. ANTECEDENTES EN LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS.....	47
2.2. METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS.....	51
2.2.1 Materiales y equipos para la construcción de medios porosos sintéticos. ..	52
2.2.2. Sistema de montaje de núcleos no consolidados	54
2.3 EVALUACIÓN DE LA RELACIÓN RESINA/ENDURECEDOR ÓPTIMA.....	56
2.4 CORRELACIÓN PARA ESTIMAR LA PERMEABILIDAD EN FUNCIÓN DEL PORCENTAJE DE CAOLÍN EN LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS.....	58
2.5 PROCEDIMIENTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS.....	60
2.6 EVALUACIÓN DE HOMOGENEIDAD CON TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA Y RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.....	66
2.6.1. Visualización de plug.....	67
2.6.2. Registros de densidad/factor fotoeléctrico.	67
2.6.3 Resultados PlugHD™.....	69
2.7. NUEVOS ENFOQUES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS HOMOGÉNEOS.....	71
2.7.1 Hipótesis planteadas acerca de la heterogeneidad de los medios porosos sintéticos.	72

3.	MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	78
3.1.	METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN	78
3.2.	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN.....	79
3.2.1.	Malla de simulación.....	79
3.2.2.	Refinamiento.....	80
3.2.3.	Restricciones de los pozos.....	82
3.2.4.	Permeabilidad de referencia.....	83
3.3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	84
3.4.	AJUSTE DEL MODELO DE SIMULACIÓN	86
3.5.	ESCENARIO ÓPTIMO DE INYECCIÓN	91
3.6.	MODELO ANALÍTICO	94
3.7.	TAMAÑO DEL BACHE DEL POLÍMERO	96
3.8.	DETERMINACIÓN DE ESQUEMAS ÓPTIMOS DE DESPLAZAMIENTO	97
3.9.	VALIDACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	101
3.9.1.	Validación del tiempo de ruptura y velocidad del fluido.	
4.	PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO LINEAL	106
4.1.	EQUIPO USADO PARA LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO LINEAL ...	106
4.2.	MEDIOS POROSOS Y FLUIDOS USADOS EN LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO LINEAL.....	110
4.2.1.	Medios porosos usados.....	111
4.2.2.	Salmuera sintética.....	112
4.2.3.	Solución polimérica.....	115
4.2.4.	Aceite.....	122

4.3.	DEFINICIÓN DE PROTOCOLOS PARA PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL EQUIPO VINCI RPS700	124
4.4.	PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL EQUIPO VINCI RPS700	126
4.5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	128
5.	CONCLUSIONES.....	138
6.	RECOMENDACIONES	140
	BIBLIOGRAFÍA.....	141
	ANEXOS.....	144

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de inyección de polímeros.	25
Figura 2. Comportamiento reológico de las soluciones poliméricas.	33
Figura 3. Tipos de retención en el medio poroso	36
Figura 4. Retención por adsorción y entrapamiento mecánico.	37
Figura 5. Medio poroso mojado por agua (izquierda), medio mojado por aceite (derecha)	38
Figura 6. Efecto del aceite residual en la retención en un núcleo mojado por aceite.	39
Figura 7. Efecto del aceite residual en la retención en un núcleo mojado por agua.	39
Figura 8. Movilidad relativa, método de Gogarty.....	43
Figura 9. Plug sintético construido	47
Figura 10. Mangas de caucho.....	49
Figura 11. Torquímetro para compresión de plug sintéticos	50
Figura 12 Caolín marca Faraón	53
Figura 13. Resina y Endurecedor Epóxico marca Epothin.....	53
Figura 14. Equipo “Sistema de Montaje de Núcleos No Consolidados”	55
Figura 15. Cantidad de solución epóxica vs % de caolín	56
Figura 16. Curva de permeabilidad en función del porcentaje de caolín	59
Figura 17. Curva construida de Permeabilidad en función del porcentaje de Caolín	60
Figura 18. Medición de la cantidad de arena en la balanza analítica.....	62
Figura 19. Mezcla de arena y arena caolín	63
Figura 20. Medición y mezcla de resina y endurecedor epóxico	64
Figura 21. Mezcla de arena y caolín con solución epóxica	65
Figura 22. Llenado del molde y compactación de la muestra	65
Figura 23. Implementos para desmoldar muestras sintéticas	66
Figura 24 Muestra RQ-Q2 enviada para estudio de tomografía computarizada....	68

Figura 25. Gráfico cruzado RHOB vs PEF asociado a las Facies PlugHD™.....	69
Figura 26. Registro PlugHDTM con código de colores por Facies.....	70
Figura 27. Imagen a escala de grises	70
Figura 28. Ilustración del enfoque de compactación doble	72
Figura 29. Registro de densidad (derecha) y número atómico efectivo (izquierda) para muestra CD3.....	73
Figura 30. Registro de densidad (derecha) y número atómico efectivo (izquierda) para muestra RPCD1.....	74
Figura 31. Ilustración de la compactación alternada.....	74
Figura 32.Registro de densidad (derecha) y número atómico efectivo (izquierda) para muestra ALT1C.....	75
Figura 33. Registro de densidad (derecha) y número atómico efectivo (izquierda) para muestra D65B.....	75
Figura 34. Registro de densidad (derecha) y número atómico efectivo (izquierda) para muestra RPALT2.	76
Figura 35. Esquema de las presiones en el modelo de simulación.	82
Figura 36. Presión de fondo para pozos inyectores y productores para los casos A y B.....	84
Figura 37. Parámetros de mayor influencia en el acumulado de aceite producido.	85
Figura 38. Comparación entre el modelo de simulación y el modelo experimental para una inyección de agua de 3 cc/min.....	87
Figura 39. Comparación data experimental Vs modelo de simulación en etapas tempranas de la inyección.	87
Figura 40. Comparación de la producción acumulada de agua, Modelo base vs Experimento.....	88
Figura 41. Comparación de los modelos ajustando únicamente la curvatura de las curvas de permeabilidad relativa.	89
Figura 42. Comparación del modelo de simulación ajustado y los resultados experimentales, con un error del 2%.	90

Figura 43. Curva de movilidad relativa obtenida para el modelo base de simulación.....	95
Figura 44. Curva de permeabilidades relativas obtenidas para el modelo base de simulación ajustado. (BTC-GRM-01).	95
Figura 45. Comparación de acumulado de aceite para diferentes volúmenes de agua inyectada como pre flujo. A una misma concentración de polímero.	98
Figura 46. Sensibilidad a la concentración del polímero, en función del factor de recobro incremental para el caso base ajustado.....	99
Figura 47. Protocolo de inyección de polímero.	99
Figura 48. Predicción del aceite acumulado para el esquema de inyección de polímeros respecto al caso base de simulación.....	100
Figura 49. Predicción Factor de recobro para el esquema de inyección de polímeros respecto al caso base de simulación.....	100
Figura 50. Predicción la disminución en la tasa de agua producida para el esquema de inyección de polímeros respecto al caso base de simulación.	101
Figura 51. Predicción realizada para la inyección de polímeros, comparada con el caso experimental.....	103
Figura 52. Agua producida para el modelo de simulación de la prueba de inyección de polímeros para la muestra BTC-GRM-04.	105
Figura 53. Equipo de permeabilidad relativa Vinci RPS700.....	107
Figura 54. Diagrama de los componentes del equipo mostrado por el software Appli Lab.....	108
Figura 55. Core Holder del equipo Vinci RPS700.....	109
Figura 56. Contenedor adicional para la solución polimérica.....	110
Figura 57. Reología Polímeros en salmuera sintetica de agua de Inyección del campo en estudio @52°C	116
Figura 58. Comportamiento reológico del polímero EOR 80 o FP 3230 S en salmuera sintética (7000 ppm) @ 25°C	116
Figura 59. Medición de la masa de polímero a usar	119
Figura 60. Medición de la masa de salmuera	119

Figura 61. Ilustración del vórtice y la plancha magnética.....	120
Figura 62. Polímero espolvoreado en el hombro del vórtice	120
Figura 63. Medición del peso de la solución madre y la salmuera para dilución .	121
Figura 64. Agregando la salmuera y la solución madre al agitador magnético	121
Figura 65. Porcentaje de Aceite Mineral en función de la viscosidad de la muestra	123
Figura 66. Protocolo para el primer desplazamiento en el equipo Vinci RPS700	124
Figura 67. Protocolo de inyección para la muestra BTC-GRM-07	125
Figura 68. Protocolo de inyección para la muestra BTC-GRM-09	125
Figura 69. Protocolo de inyección para la muestra B23-474	126
Figura 70. Protocolo de inyección para la muestra BTC-GRM-08	126
Figura 71. Equipo de saturación de medios porosos al vacío.....	127
Figura 72. Acumulado de aceite en función del tiempo para la muestra BTC-GRM- 04.....	133
Figura 73. Producción Aceite Experimental BTC-GRM-08 en función del tiempo para prueba de inyección de agua.....	133
Figura 74. Agua producida en función del tiempo para la muestra BTC-GRM-04	134
Figura 75. N_p en función del tiempo para la muestra BTC-GRM-07.....	135
Figura 76. Producción acumulada de aceite en función del tiempo para la muestra BTC-GRM-09.....	136
Figura 77. Producción de agua e función del tiempo para la muestra BTC-GRM-09	136

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Rango de aplicación de la técnica propuesto por Sheng (2015).....	29
Tabla 2. Resumen del diseño experimental para evaluar relación óptima de resina/endurecedor	57
Tabla 3. Mediciones de permeabilidad en los plugs contruidos	59
Tabla 4. Condiciones generales de construcción de plugs sintéticos	61
Tabla 5. Especificaciones de muestra RQ-Q2	68
Tabla 6. Propiedades de las muestras enviadas a TC.....	72
Tabla 7. Densidad de grano de los plugs analizados por medio de TC	76
Tabla 8. Propiedades de la muestra Berea base.....	80
Tabla 9. Propiedades del aceite para el modelo de fluidos.....	80
Tabla 10. Dimensiones de la malla de simulación.....	81
Tabla 11. Resultados del análisis de las presiones del modelo.....	83
Tabla 12. Parámetros estudiados en el análisis de sensibilidad	85
Tabla 13. Propiedades variadas del modelo de simulación base, y su nuevo valor en el modelo ajustado.....	90
Tabla 14. Escenario de simulación presentando una velocidad optima de inyección de agua.....	92
Tabla 15. Comparación entre modelo de simulación y tres casos experimentales a diferentes tasas de inyección de agua.....	93
Tabla 16. Propiedades de las muestras de Berea usadas en los desplazamientos	111
Tabla 17. Propiedades del agua de formación del campo	112
Tabla 18. Formulación para preparar la salmuera sintética	113
Tabla 19. Cantidad en peso de sales utilizadas para la preparación de la salmuera	113
Tabla 20. Propiedades de Componentes Empleados.....	122
Tabla 21. Viscosidad de la mezcla a diferentes proporciones	123
Tabla 22. Viscosidad de mezcla final.....	123

Tabla 23. Condiciones operacionales de las pruebas de desplazamiento en el equipo RPS700.....	126
Tabla 24. Propiedades de las muestras.....	129
Tabla 25. Resultados del drenaje de las muestras	129
Tabla 26. Resultados del pre-flujo inyectado a las muestras	130
Tabla 27. Resultados de la inyección del bache de polímero	130
Tabla 28. Resumen de los resultados del post-flujo	131
Tabla 29. Aceite producido y factor de recobro para la muestra BTC-GRM-04 ...	132
Tabla 30. Tiempo de ruptura, agua producida y velocidad del frente para la muestra BTC-GRM-04	135
Tabla 31. Producción de aceite y factor de recobro incremental para las muestras BTC-GRM-07 y 09	137
Tabla 32. Tiempos de ruptura y velocidades del frente de avance para las muestras BTC-GRM-07 y 09.....	137

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS EXPERIMENTAL DEL DESPLAZAMIENTO DE UN CRUDO COLOMBIANO CON UNA SOLUCIÓN POLIMÉRICA EN MEDIOS POROSOS COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA *

AUTORES: HÉCTOR AUGUSTO BUITRAGO GONZÁLEZ
ROBERT DAVID SUÁREZ SUÁREZ**

PALABRAS CLAVES: Medio poroso, polímero, factor de recobro, permeabilidad, simulación numérica, análisis experimental, prueba de desplazamiento.

El propósito del presente trabajo es estudiar el proceso de inyección de polímeros mediante pruebas experimentales de desplazamiento lineal y simulación numérica de yacimientos, teniendo en cuenta la influencia de distintas variables en el factor de recobro final.

Para lo anterior se estudiaron los fenómenos involucrados en el proceso de inyección de polímeros, mediante revisión de distintas fuentes. Seguido a ello se evaluó el uso de medios porosos sintéticos en pruebas de desplazamiento mediante tomografía computarizada, creando una nueva metodología para construir estos núcleos y proponiendo nuevos enfoques o hipótesis para garantizar la homogeneidad en toda su longitud.

También, se construyó un modelo de simulación numérica 1D, en la herramienta STARS del paquete de la compañía CMG, para sensibilizar y representar las condiciones de laboratorio. Este modelo se ajustó haciendo uso de CMOST con los resultados de una prueba de permeabilidades relativas realizada a una muestra de Berea. A partir del modelo de simulación y modelos analíticos se definió el protocolo para realizar la primera prueba de desplazamiento. Con el fin de evaluar el efecto de diferentes variables se realizaron tres pruebas adicionales en el equipo Vinci RPS700, modificando la concentración de polímero usada, el tamaño del bache, el tamaño del pre-flujo, etc.

Finalmente se analizaron los resultados obtenidos de las pruebas experimentales, observando el comportamiento de la producción de agua y aceite en el tiempo y el factor de recobro incremental asociado a la inyección de la solución polimérica.

* 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 Castebianco

ABSTRAC

TITLE: EXPERIMENTAL ANALYSIS OF POLYMERFLOODING IN POROUS MEDIA AS ENHANCED OIL RECOVERY FOR A COLOMBIAN OIL *

AUTHORS: HÉCTOR AUGUSTO BUITRAGO GONZÁLEZ
ROBERT DAVID SUÁREZ SUÁREZ**

PALABRAS CLAVES: Porous media, polymer, recovery factor, permeability, numerical simulation, experimental analysis, coreflooding.

DESCRIPTION:

The purpose of this work is to study the polymer flooding technique by experimental test of lineal flooding and numerical reservoir simulation, taking into account the influence of several variables on the recovery factor.

For the above, there was study the phenomena involved on the polymer flooding technique, by reviewing of different bibliographic sources. After that, availability of using synthetic porous media for flooding test was assessed using computerized tomography, creating a brand new methodology to construct this porous media, and purposing new approach to guarantee homogeneity across its full length.

There was also built a numerical 1D simulation model, using the module STARS of the CMG company, to represent the laboratory conditions in a linear flooding. This model was adjusted by using CMOST, from the results of a test of relative permeability carried out on a Berea rock. The first polymer flooding design was made from the adjusted simulation model and analytical models. In order to evaluate the effect of different parameters there were performed three additional experiments on the Vinci RPS700 equipment, by modifying the polymer concentration injected, the polymer slug size, the amount of pre-flush water, etc.

Finally, the results from the test were analyzed, by checking the behavior of the production of water and oil, and the incremental recovery factor associated with the injection of a polymer solution.

* Undergraduate Research Project

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

INTRODUCCIÓN

La gran cantidad de campos que se encuentran en una etapa madura alrededor del mundo, junto a nuevos descubrimientos cada vez menos significativos, han ocasionado una declinación en las reservas; esto ha impulsado a la industria de los hidrocarburos en los últimos años a enfocarse en proyectos de recuperación mejorada para aumentar el factor de recobro.

En este contexto la inyección de polímeros ha tomado fuerza como técnica para aplicar en campos maduros que poseen altas relaciones de movilidad. La inyección de polímeros ataca las fuerzas viscosas; reduciendo la relación de movilidades mediante el aumento de la viscosidad del agua, lo cual genera un mejor barrido volumétrico en el yacimiento, reducción en el corte de agua y solución a fenómenos como la canalización o digitación viscosa.

Una gran ventaja de este método EOR; es que puede ser estudiado fácilmente a nivel de laboratorio, mediante pruebas de desplazamiento, que permiten evaluar distintas formulaciones para un mismo campo a las condiciones operacionales que se definan. Es posible entonces; analizar la estabilidad de la solución polimérica a condiciones dinámicas, fenómenos de retención en el medio poroso, reducción de movilidad y aumento en el factor de recobro.

Sin embargo, una de las limitantes principales es que es difícil, en ocasiones, contar con una muestra nativa de yacimiento que se va a estudiar, para ello en este trabajo se hace una evaluación de la viabilidad del uso de medios porosos sintéticos para realizar las pruebas mencionadas anteriormente.

Adicionalmente se concibe la creación de un modelo de simulación ajustado para predecir el comportamiento y diseñar pruebas de desplazamiento para evaluar procesos de inyección de polímeros.

En ese sentido, el presente trabajo constituye una herramienta metodológica para abordar desde modelos numéricos hasta diseños experimentales un método EOR que cada día toma más fuerza en la industria de los hidrocarburos.

1. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de polímeros es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir al agua de inyección un bache de polímero con una concentración entre 200 [ppm*vp] a 400 [ppm*vp] (donde ppm es partes por millón y vp es el volumen poroso de la roca)¹ de un alto peso molecular (8 – 16 MMlb/lbmol)² antes de que esta sea inyectada al yacimiento. Estas soluciones tienden a ser muy viscosas aun cuando son altamente diluidas, esta propiedad hace que se mejore la relación de movilidades agua-petróleo, dando como resultado un mejor desplazamiento y barrido más completo del yacimiento que una inyección de agua convencional.

El proceso de selección del polímero y su concentración son pasos cruciales del diseño. Estos requieren pruebas de laboratorio y relacionar sus resultados con las propiedades del campo. Los Polímeros más usados son solubles en agua e insolubles en aceite o alcohol. Actualmente se usan: poliacrilamidas, polisacáridos y biopolímeros.

Las soluciones poliméricas no son creadas para alterar las curvas de permeabilidad relativa; el aumento en el recobro de aceite, es resultado de un aumento en la viscosidad del agua. Debido a que todos los polímeros son absorbidos o retenidos en el medio poroso en cierto grado, la relación entre retención de polímero en la roca y la concentración del polímero en la solución debe ser conocido.³

En el procedimiento de inyección, primero se inyecta un bache de salmuera de baja salinidad (preflush) debido a que muchas veces el agua de la formación afecta los

¹ Sheng J, "Status of Polymer-Flooding Technology" Texas Tech University, SPE 2015

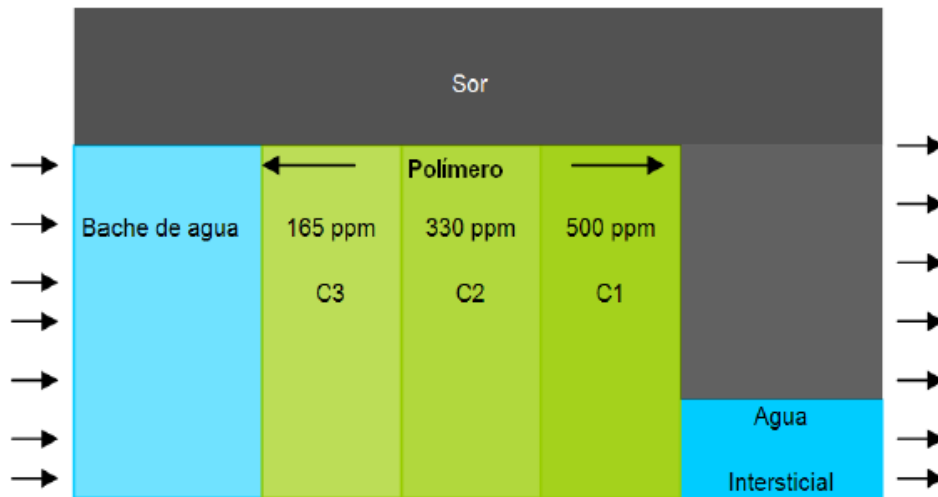
² PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela 1984. Pg. 313

³ WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery. USA: SPE Textbook Series, 2003 Pg. 58

polímeros negativamente (la salinidad del agua de formación disminuye la viscosidad de la solución polimérica). Después de preparar la formación (ajustando la salinidad y el pH, previniendo alteraciones en el polímero), es inyectada la solución polimérica.

El polímero es inyectado por baches a una concentración inicial durante un periodo de tiempo. Luego se reduce la concentración del polímero a medida que se inyectan más volúmenes porosos, el proceso es ilustrado en la Figura 1. Este es el método con mayor costo beneficio para llevar a cabo la inyección. Luego que se ha inyectado la suficiente cantidad de polímero, el bache de polímero es desplazado a través del yacimiento mediante un volumen de agua inyectado.

Figura 1. Esquema de inyección de polímeros.



Fuente: WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery. USA: SPE Textbook Series, 2003, p. 101

Cuando la relación de movilidad inicial es desfavorable para la inyección de agua, un control de la movilidad puede incrementar el desplazamiento microscópico a un

WOR específico. En la mayoría de casos, la inyección de polímeros es usada para incrementar la eficiencia de barrido volumétrico.

La selección del polímero, volumen de polímero inyectado, el método de reducción de concentración de polímero con los volúmenes porosos inyectados, son determinados con datos experimentales y simulación numérica.⁴

1.1. POLÍMEROS EMPLEADOS

Para el control de la movilidad en yacimiento con el fin de tener una mayor recuperación de aceite mediante la inyección de soluciones poliméricas se usan dos tipos de polímeros: Poliacrilamida parcialmente hidrolizada y biopolímeros xhantan.⁵⁶

1.1.1 Poliacrilamida. Son polímeros sintéticos que poseen una unidad monomérica llamada acrilamida, su rendimiento depende del peso molecular y del grado de hidrólisis. Cuando se usan para yacimientos donde se produce por inyección de agua, el polímero se somete a hidrólisis parcial donde parte de la acrilamida se convierte en ácido acrílico, por tal motivo son llamadas poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM)⁷.

Las poliacrilamidas tienen la característica de además de causar un aumento de viscosidad, alteran la permeabilidad en las zonas invadidas, reduciendo la movilidad efectiva del agua inyectada. Como resultado final será una reducción de la relación

⁴ PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela 1984. Pg. 313

⁵ PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela 1984. Pg. 314

⁶ Sheng J, "Status of Polymer-Flooding Technology" Texas Tech University, SPE 2015

⁷ Jimenez, Ana. (2009). Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares) mediante analogías (tesis de pregrado). Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Pg. 20

de movilidades y como consecuencia, mejoramiento de la eficiencia de barrido, incrementando el recobro, aun sin reducir la saturación de aceite residual.

1.1.2 Características de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM). El incremento de viscosidad de la poliacrilamida hidrolizada recae en su alto peso molecular, el cual puede ser ajustado incrementando el grado de polimerización de las moléculas de acrilamida.

El nivel de hidrolisis de las moléculas⁸ ha sido seleccionado para optimizar características específicas tales como la viscosidad, la solubilidad en el agua y la. Si el nivel de hidrolisis es muy pequeño, puede que el polímero no sea soluble en agua. Si el nivel de hidrolisis es muy alto, sus propiedades pueden ser muy sensibles a la salinidad de la salmuera y su firmeza. Por lo tanto puede perder esas características por la cual se seleccionó.

Las HPAM son vulnerables a la degradación mecánica debido a poseen una larga cadena molecular y un diámetro efectivo muy pequeño, por lo tanto a mayor peso molecular, estas son más propensas a ser degradadas mecánicamente.

La degradación mecánica es el rompimiento de las moléculas que es resultado de las altas velocidades de corte, estas velocidades se pueden encontrar cerca a la cara del pozo, o en superficie donde la solución polimérica experimenta altas tasas de flujo.

⁸ VAF AEI, Venous. "APPLICABILITY OF SOLVENT-ASSISTED POLYMER FLOODING TO IMPROVE HEAVY OIL RECOVERY" Tesis de maestría, 2013 University of Regina.

1.1.3 Biopolímeros. Son polímeros naturales que se originan a partir de sistemas biológicos, el más común de este tipo es llamado polisacárido; el cual se forma a partir de polimerización de moléculas de sacárido por fermentación bacteriana. El tipo más común de polisacárido con aplicación en la industria del petróleo se denomina Gomas Xánticas, las cuales usualmente tienen menor peso molecular que las poliacrilamidas pero poseen excelentes efectos viscosificantes en aguas altamente salinas, debido a la rigidez de las moléculas, sin embargo tienen menos capacidad viscosificante que las poliacrilamidas en agua fresca.⁹

Los biopolímeros son relativamente insensibles a la salinidad y pueden tolerar altos esfuerzos de corte, lo cual los hace más fáciles de manejar en las bombas de inyección en el campo. Sin embargo, estos polímeros tienen a formar tapones en la formación y son susceptibles a ataques bacterianos. El problema de taponamiento se puede mitigar con filtración, y el ataque bacteriano usando bactericidas, pero esto incrementa los costos del proceso. Además, también se ve afectada su estabilidad a temperaturas superiores a 160 °F¹⁰.

1.2 RANGO DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA

El screening o criterio de selección para procesos de inyección de polímeros ha sido propuesto a lo largo de los años por varios autores, basándose en la experiencia, conocimiento teórico el proceso y análisis de resultados de campos donde se ha implementado. La Tabla 1 presenta los criterios de selección propuestos en el 2015 por Sheng, quien se basó únicamente en trabajos de campo exitosos de la técnica en cuestión.

⁹ Jimenez, Ana. (2009). Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares) mediante analogías (tesis de pregrado). Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Pg. 20

¹⁰ PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela 1984. Pg. 314

Tabla 1. Rango de aplicación de la técnica propuesto por Sheng (2015)

Criterios de selección	
Parámetros del fluido	
°API	No critico
Viscosidad	< 150 cP
Parámetros del yacimiento	
Saturación de aceite	> 10% del VP de aceite móvil
Espesor neto	No critico
Profundidad	No critico
Presión de Yacimiento	No critico
Permeabilidad	50 mD
Temperatura	< 93.3°C
Salinidad	< 50000 ppm
Iones Divalentes	< 100 ppm
Litología	Arenisca
Arcillas	Bajo contenido
Acuífero	Débil
Capa de gas	Débil

Fuente. Sheng J, "Status of Polymer-Flooding Technology" Texas Tech University, SPE 2015.

1.3 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS¹¹

1.3.1 Estabilidad del polímero. Para que un polímero sea aplicado en un proceso de recobro mejorado, este debe permanecer estable a condiciones de yacimiento, por el determinado tiempo que dure el proceso. Debido a que el polímero se puede degradar en ciertas condiciones, las pruebas de laboratorio de corto tiempo pueden ser engañosas. La estabilidad del polímero a la temperatura del yacimiento y en presencia de la salmuera del yacimiento es esencial para la aplicación del método EOR.

1.3.2. Ataque oxidativo Está claro que tanto la poliacrilamida como los biopolímeros son susceptibles al ataque oxidativo por disolución del oxígeno en el agua de inyección. La degradación es detectada por pérdida de viscosidad de la solución al pasar del tiempo. A bajas temperaturas, la tasa de reacción es lenta y puede ser indetectable en pruebas cortas. La degradación del polímero aumenta con el aumento de la temperatura, lo cual consiste en una reacción química cinética. La reacción oxidativa es catalizada por la disolución de iones metálicos, tales como el Fe_3^+ . La degradación por ataque oxidativo puede ser prevenida o minimizada, mediante la reducción del oxígeno contenido en el agua o la salmuera, a menos de unas pocas partes por billón.

¹¹ WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery. USA: SPE Textbook Series, 2003 Pg. 113,119.

1.3.3. Estabilidad térmica La segunda consideración importante, es la estabilidad térmica de los polímeros. Pruebas de laboratorio indican que la cadena principal de carbono/carbono de las poliacrilamidas es estable en ausencia de oxígeno e iones divalentes a temperaturas mayores a 194°F. En ausencia de oxígeno, se estima que una solución de xhantan puede mantener la mitad de su viscosidad original, durante al menos 5 años, si la temperatura no excede los 167 – 176 °F.

1.3.4. Concentración de cationes divalentes Usualmente es necesario preparar las soluciones poliméricas usando el agua de formación (salmuera). Esta salmuera a menudo contiene altas concentraciones de cationes divalentes, en particular Ca^{++} y Mg^{++} . La viscosidad de la solución de cada polímero se ve afectada en presencia de cationes divalentes. Ambos, poliacrilamida y biopolímero permanecen estables cuando hay altas concentraciones de cationes divalentes a bajas temperaturas.

La presencia de cationes divalentes a altas temperaturas, trae problemas de estabilidad sobre la poliacrilamida. A medida que el grado de hidrólisis aumenta debido a la reacción de la poliacrilamida con el agua, la solubilidad del polímero disminuye en presencia de calcio y magnesio.

1.3.5. Ataques bacterianos La degradación del polímero también ocurre debido al ataque bacteriano. Los biopolímeros son susceptibles al ataque biológico, resultando en pérdida de la viscosidad de la solución debido a la destrucción de la cadena principal de carbohidrato, que puede ocurrir rápidamente. Por esta razón, la solución de polímero, debe contener un bactericida, tal como el formaldehído, para controlar el crecimiento bacteriano. Se pensaba que el ataque bacteriano no sería un problema en yacimientos petroleros debido a que los organismos no podrían transportarse en el medio poroso. Sin embargo, este problema se ha manifestado en al menos dos pruebas de campo.

1.3.6. Tasa de corte y degradación mecánica Las moléculas flexibles de los polímeros como la poliacrilamida se degrada fácilmente cuando se someten a altas tasas de corte, lo cual ocurre cuando se dan altas caídas de presión, por ejemplo; en válvulas, accesorios y restricciones. La degradación mecánica causa ruptura de la cadena de polímero, que genera cambios del peso molecular y por tanto de la viscosidad de la solución. Para el caso de los biopolímeros; las mismas condiciones de esfuerzos mecánicos no ocasionan degradación.

La degradación mecánica de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas puede ocurrir cuando la solución polimérica se inyecta en el yacimiento. La solución inyectada es cizallada cuando pasa a través de las perforaciones del revestimiento. También puede ocurrir degradación cuando la solución polimérica fluye a través de la matriz porosa a altas velocidades frontales, como puede suceder en las vecindades del pozo inyector. La degradación mecánica del polímero puede llevar a una pérdida de las propiedades reológicas del polímero en la cara del pozo.

1.4. PROPIEDADES DEL FLUJO DE POLÍMEROS EN EL MEDIO POROSO

1.4.1. Comportamiento reológico del polímero La viscosidad de las soluciones poliméricas es no newtoniana¹² (depende de la velocidad de corte) las velocidades de corte pueden variar a medida que se inyecta el polímero desde las facilidades de superficie hasta el yacimiento, por lo tanto es necesario realizar las pruebas reológicas a las soluciones poliméricas, para determinar la viscosidad en el medio poroso.

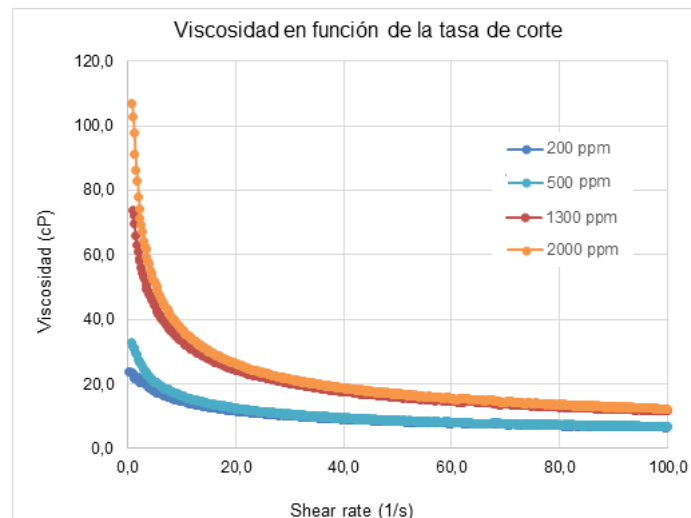
¹² Mungan, N., Smith, F.W., THOMPSON, J.L. *Some Aspects of Polymer Floods. Journal of Petroleum Technology.* 1966

La Figura 2 muestra que la viscosidad aparente y su dependencia con la tasa de corte, donde se puede observar que, para cualquier concentración de polímero en la solución, existe una disminución en la viscosidad de la solución, a medida que se aumenta la tasa de corte.

Para el flujo de fluido newtoniano, la viscosidad depende solamente de las viscosidades de componentes al igual que una regla de mezclado. Para el flujo de fluido newtoniano, la viscosidad es independiente de la velocidad.

Los ensayos de laboratorio y en campo sugieren que un modelado correcto de las propiedades dependientes de la velocidad de la viscosidad de las fases fluidas que contienen polímeros ayuda a mejorar la eficiencia de la inyección de polímeros. El método¹³ para modelar la viscosidad dependiente de la velocidad y para reportar varios parámetros asociados, tales como las magnitudes de la velocidad de fases, tasas de cizalla y esfuerzos cizallantes.

Figura 2. Comportamiento reológico de las soluciones poliméricas.



Fuente: PATTON. J, COATS. K, Prediction of Polymer Flood Performance, March 1971. SPE JOURNAL.

¹³ Manual CMG-STARs 2013.11

1.4.2. Retención del polímero. Cuando se realiza la inyección de la solución polimérica en el yacimiento, se observa que la concentración de polímero que sale del medio poroso es menor a la concentración de polímero inyectada. Lo cual refleja la retención de las moléculas del polímero en el espacio poroso.¹⁴

La retención del polímero es causada principalmente por el fenómeno de adsorción, el cual consiste en la fijación de moléculas libre sobre la superficie porosa, debido a la fuerza de atracción de la molécula sobre la superficie. La adsorción aumenta al incrementarse la concentración del polímero y la salinidad en el solvente. Bajo condiciones dinámicas la adsorción en el medio poroso disminuye.¹⁵

También es causada por el entrapamiento mecánico, este mecanismo se presenta donde los canales de flujo del medio poroso tienen un tamaño similar al tamaño de la molécula del polímero en solución, de manera que la molécula entrara al canal, pero si la salida del poro tiene un tamaño menor, esta quedara atrapada en el canal. Como consecuencia de este fenómeno, la velocidad de flujo se ve afectada, debido a un cambio en la dirección causado por la tortuosidad del trayecto, o por la disminución en la permeabilidad.

La retención de polímeros reduce la permeabilidad relativa de los fluidos¹⁶. La reducción de permeabilidad depende del tipo de polímero, la cantidad de polímero retenido, la distribución del tamaño de poro y el promedio del tamaño relativo del polímero a los poros de la roca. La reducción de la permeabilidad es determinada experimentalmente desplazando como primera medida la solución del polímero a través del medio poroso, y luego desplazando el polímero con salmuera y midiendo

¹⁴ WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery. USA: SPE Textbook Series, 2003

¹⁵ Fragoso M, & Paz, J. (2014). Evaluacion-tecnico financiera de inyección de polímeros en un yacimiento colombiano de crudo pesado (Tesis de pregrado). Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Pg. 34.

¹⁶ Cohen, Y. & Christ, F.R. Polymer Retention and Adsorption in the Flow of Polymer Solutions Through Porous Media. SPE Reservoir Engineering, March 1986.

la permeabilidad a la salmuera después de que todo el polímero móvil haya sido desplazado.

La retención de la poliacrilamida tiene relación con la permeabilidad del medio, a altas o medias permeabilidades, la retención está dominada por la adsorción. En medios con bajas permeabilidades, el entrapamiento mecánico es el principal mecanismo.

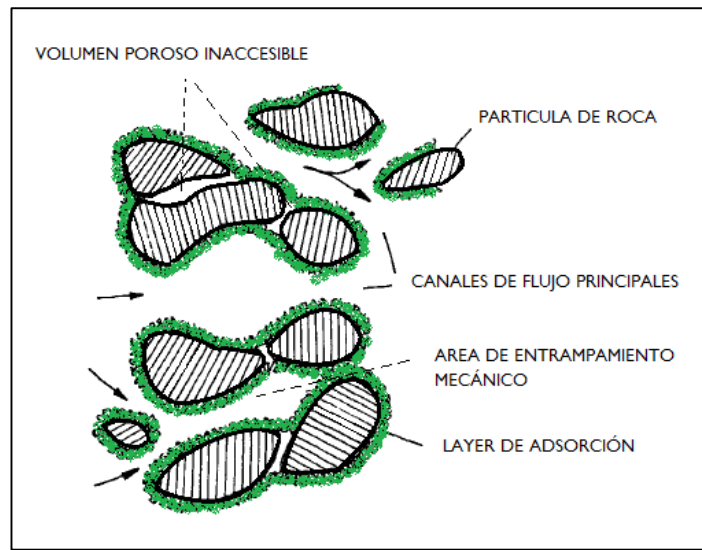
La retención del polímero se puede dar, ya sea por entrapamiento mecánico o por adsorción del polímero. Estos fenómenos se ven favorecidos por el volumen poroso inaccesible, el cual se relaciona con la fracción de espacio poroso no contactado (Figura 3); que puede variar desde 1%, 2% - 25%, 30%. Generalmente la adsorción aumenta al incrementarse la concentración del polímero y la salinidad en el solvente y disminuye bajo condiciones dinámicas. Varios autores coinciden en que la adsorción representa alrededor del 65% del total de la retención y el entrapamiento mecánico el 35% restante¹⁷.

1.4.3. Adsorción La adsorción es la adherencia de las moléculas de polímero sobre la superficie de la roca, cuando es inyectada una solución polimérica a través del medio poroso. A mayor área superficial, mayor grado de adsorción. La adsorción causa una reducción de la viscosidad del polímero durante la inyección; por lo tanto, esto puede resultar perjudicial para el desplazamiento con polímeros. La capa de polímero adsorbida crea una disminución en el tamaño de la garganta de poro y por consiguiente un incremento en la presión capilar.

¹⁷ Broseta, F. Medjahed, J. Lecourtier, & M. Robin, Polymer Adsorption/Retention in Porous Media: Effects of Core Wettability and Residual Oil. SPE 24149, 1995.

La Figura 4, ilustra la retención en función de los volúmenes porosos inyectados. Se puede observar que la retención por entrapamiento mecánico (en naranja) es menor que la adsorción (en azul) como se había anunciado anteriormente.

Figura 3. Tipos de retención en el medio poroso

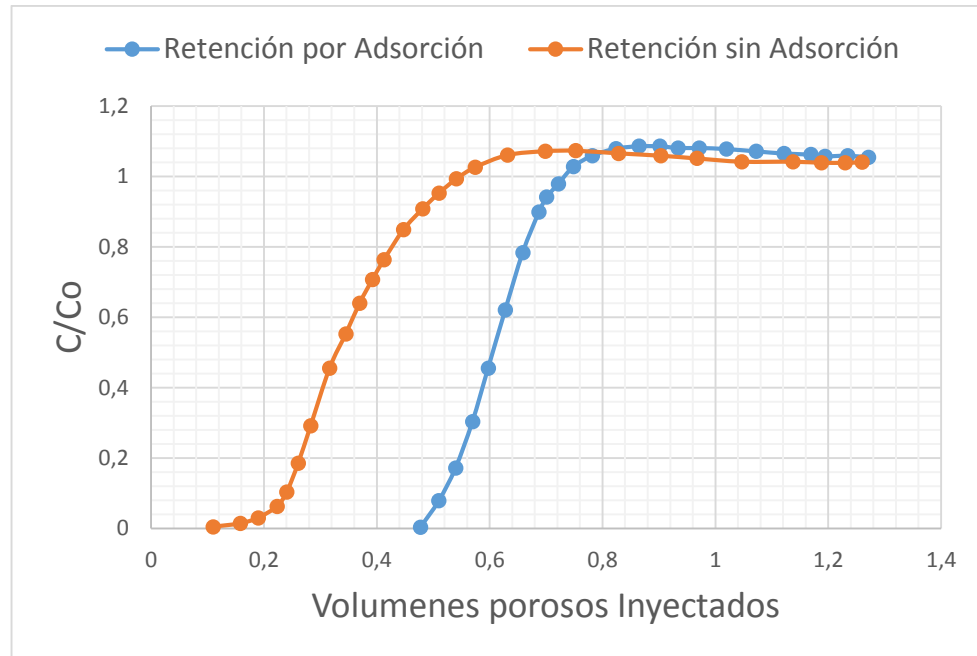


Modificado de: SZABO, M.T. Some Aspects of Polymer Retention in Porous Media Using a C14-Tagged Hydrolyzed Polyacrylamide. SPE-AIME 1975.

1.4.4. Volumen poroso inaccesible. Las moléculas del polímero son más grandes que las moléculas de agua y que los espacios porosos de la roca. Debido a esto, los polímeros no fluyen a través de todo el espacio poroso contactado por la solución. La fracción del espacio poroso no contactado por el polímero es denominada volumen poroso inaccesible.

El volumen poroso inaccesible se ha observado en todos los tipos de medios porosos, para ambos poliacrilamida y biopolímero, y es considerado una característica general en el flujo de polímeros en medios porosos. Las magnitudes de VP inaccesible, pueden variar de 1% o 2%, hasta unos 25% a 30%, dependiendo del polímero y del medio poroso.

Figura 4. Retención por adsorción y entrapamiento mecánico.



Modificado de: Cohen, Y. & Christ, F.R. Polymer Retention and Adsorption in the Flow of Polymer Solutions Through Porous Media. SPE Reservoir Engineering, March 1986.

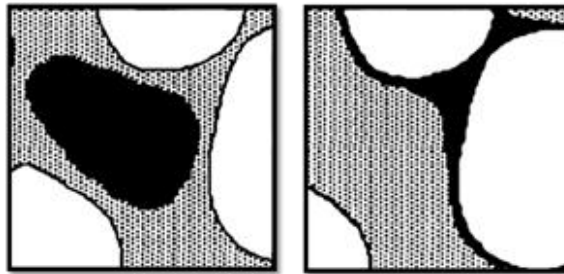
1.4.5. Retención en medios porosos de diferente mojabilidad. Estudios del efecto de la retención en medios porosos con mojabilidades y saturaciones de aceite, fueron revisados con el propósito de entender los efectos de la presencia de aceite y la mojabilidad del núcleo (Figura 5Figura 4), en la retención y adsorción del polímero.¹⁸

En arenas mojadas por aceite, el aceite residual cubre la superficie sólida con una película mojando y/o forma estructuras pendulares entre los granos adyacentes. Además, las irregularidades en la superficie de los granos son suavizadas por la

¹⁸ D. Broseta, F. Medjahed, J. Lecourtier, & M. Robin, Polymer Adsorption/Retention in Porous Media: Effects of Core Wettability and Residual Oil. SPE 24149, 1995.

película de aceite. En consecuencia, el área interfacial aceite/agua es mucho más pequeña que la superficie sólida, lo cual lleva a un descenso de la adsorción.

Figura 5. Medio poroso mojado por agua (izquierda), medio mojado por aceite (derecha)



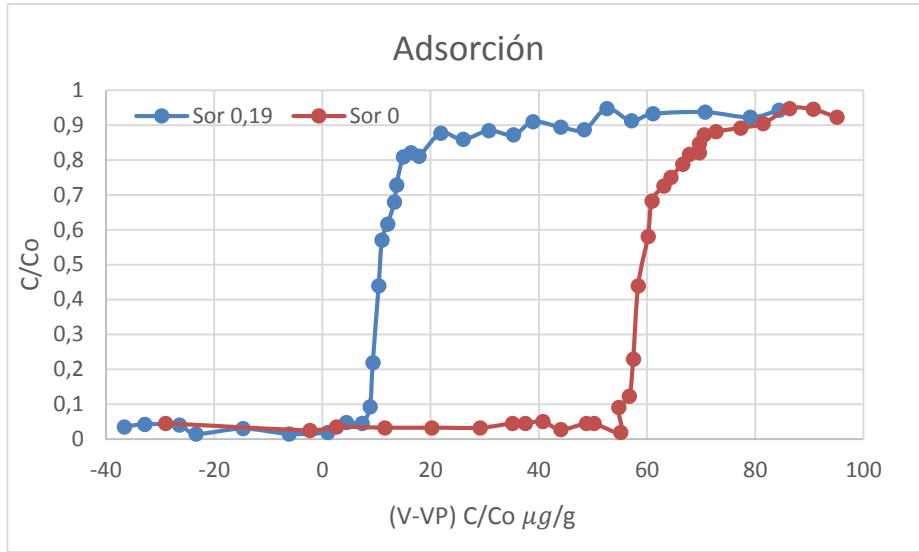
Fuente: D. Broseta, F. Medjahed, J. Lecourtier, & M. Robin, Polymer Adsorption/Retention in Porous Media: Effects of Core Wettability and Residual Oil. SPE 24149, 1995.

La Figura 6, ilustra el efecto del aceite residual en la retención de polímero (HPAM) en núcleo mojado por aceite. En presencia de aceite, la adsorción se disminuye de 2 a 5 veces. El decremento más marcado fue obtenido en el medio poroso donde la saturación residual de aceite más alta fue de $S_{or} (=0,19)$, en la cual la adsorción descendió de 56 a 11 $\mu\text{g/g}$ en presencia de aceite.

En núcleos mojados por agua, el aceite residual existe como gotas atrapadas dentro de los grandes poros, por lo tanto, hay una superficie de adsorción mayor para el polímero. Se ha demostrado que la interfaz aceite/agua tiene área mucho mejor que el área superficial del sólido (por un orden de magnitud o más), lo cual puede explicar el incremento en la adsorción observada en sistemas mojados por agua.

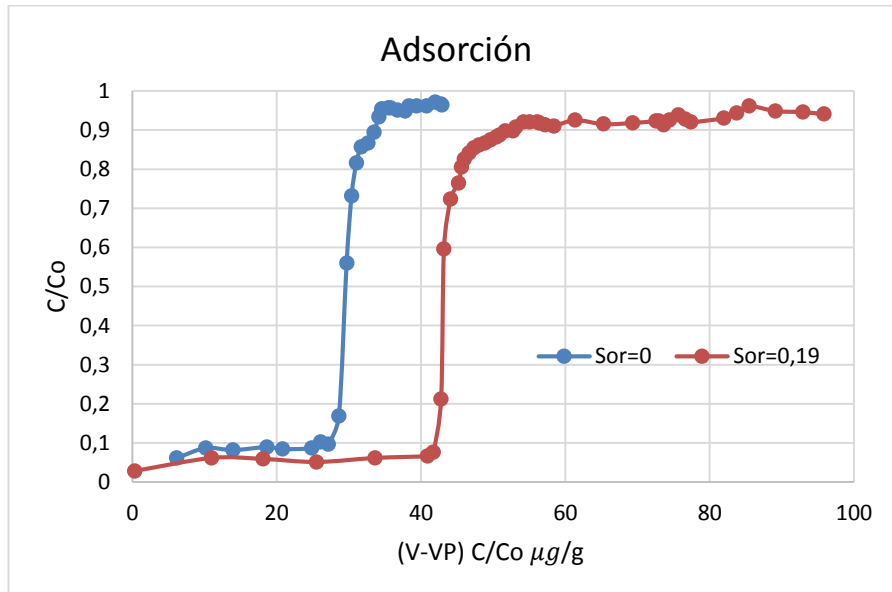
Un efecto diferente fue observado en medios con alto contenido de sílice, mojados por agua. En presencia de aceite, se encontró un ligero incremento de la adsorción. El incremento más fuerte, de 33 a 43 $\mu\text{g/g}$, fue obtenido para la PAM en la arena C con $S_{or} = 0,19$. Como se puede observar en la siguiente Figura 7.

Figura 6. Efecto del aceite residual en la retención en un núcleo mojado por aceite.



Fuente: D. Broseta, F. Medjahed, J. Lecourtier, &M. Robin, Polymer Adsorption/Retention in Porous Media: Effects of Core Wettability and Residual Oil. SPE 24149, 1995.

Figura 7. Efecto del aceite residual en la retención en un núcleo mojado por agua.



Fuente: D. Broseta, F. Medjahed, J. Lecourtier, &M. Robin, Polymer Adsorption/Retention in Porous Media: Effects of Core Wettability and Residual Oil. SPE 24149, 1995.

1.4.6. Reducción de la permeabilidad – resistencia residual. A medida que el polímero es adsorbido en la roca, se presenta una reducción en la movilidad del agua, causando una reducción en la permeabilidad efectiva a esta, conocido como la resistencia residual (ecuación 1). Generalmente está asociado a las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas. La reducción de permeabilidad se debe a que el layer adsorbido en las paredes del poro reduce el tamaño efectivo de los poros.¹⁹

$$R_k = \frac{\text{Permeabilidad efectiva del agua}}{\text{Permeabilidad efectiva de la solución polimerica}} \quad (1)$$

R_k = factor de reducción de permeabilidad

El resultado obtenido a partir del factor de resistencia es usado para estimar la concentración de polímero requerido para tener una relación de movilidad cercana a la unidad. Una forma de relacionar el factor de resistencia con la concentración de polímero es que el factor de resistencia es una viscosidad normalizada (ecuación 2).

$$R_{rf} = \frac{\text{Mov del agua antes de la inyección de polímero}}{\text{Mov del agua después de la inyección de polímero}} \quad (2)$$

R_{rf} = factor de Resistencia residual.

¹⁹ JENNINGS, R. R., ROGERS, J. H. and WEST, T. J. Factors influencing mobility control by polymer solutions, J Pet. Tech. (1971). p.391

La modificación de la permeabilidad debido al taponamiento de los poros por la adsorción del polímero se modela mediante la ecuación 3.

$$k_p = \frac{k}{R_{rf}} \quad (3)$$

Dónde:

k_p = Permeabilidad modificada por la adsorción del polímero

k = Permeabilidad absoluta de la arena, L^2

R_{rf} = Factor de resistencia residual, definido así:

$$R_{rf} = 1 + l_p \mathfrak{R}_p(C_s) \quad (4)$$

Dónde:

l_p = Longitud recorrida por el polímero

$\mathfrak{R}_p(C_s)$ es el nivel de adsorción del polímero. En algunos casos, \mathfrak{R}_p es corregida para permitir un valor crítico de C_s ; i.e., el taponamiento de los poros no se da bajo cierto valor de adsorción, que se representa de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \mathfrak{R}_p &= 0 \\ &(C_s^{n+1} \leq C_s^n) \\ \mathfrak{R}_p &= C_s^{n+1} - C_s^* \\ &(C_s^{n+1} > C_s^*) \end{aligned}$$

Dónde:

C_s = La cantidad de polímero adsorbido, m/m

C_s^n = Un valor crítico de inicio para C_s

1.5. DETERMINACIÓN TEÓRICA DE LA CONCENTRACIÓN DE POLÍMERO.

Siendo la concentración óptima de polímero aquella capaz de obtener una viscosidad que resulte en una relación de movilidades igual o menor a 1, se pueden usar dos métodos analíticos como el método de Gogarty (1970)²⁰. Y el método de Sheng (2015)²¹.

Gogarty (1970) introduce el término de movilidad relativa (ecuación 5), la cual es la relación entre la permeabilidad relativa de un fluido y su viscosidad. La movilidad relativa total (ecuación 6) será la suma de las movilidades relativas de los fluidos.

$$\lambda_r = \frac{k_{rw}}{\mu_p} \quad (5)$$

Donde:

λ_r = Movilidad relativa

μ_p = viscosidad del polímero

$$\lambda_{rt} = \lambda_{rw} + \lambda_{ro} \quad (6)$$

Donde:

λ_{rw} = Movilidad relativa del agua

λ_{ro} = Movilidad relativa tota

λ_{rt} = Movilidad relativa total

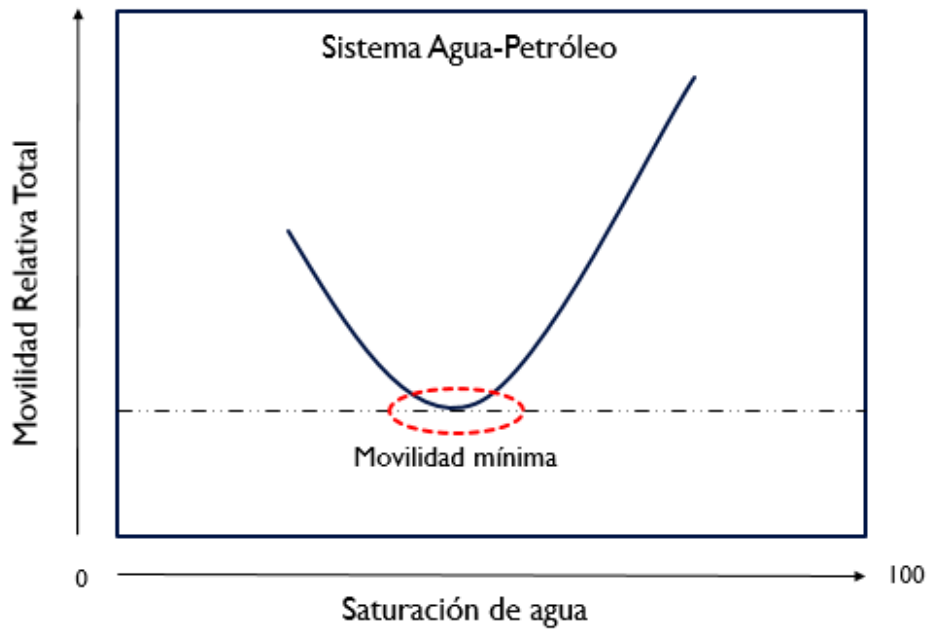
A partir de las curvas de permeabilidad relativa de la roca, se puede construir una gráfica para la movilidad relativa total (Figura 8). El valor mínimo alcanzado por esta

²⁰ ORTIZ, D. "Formulación de una solución acuosa de polímero para mejorar la relación de movilidad en el yacimiento Gobernador del campo Paez-Minco" TEG, U.C.V. Caracas Venezuela.

²¹ Sheng J, "Status of Polymer-Flooding Technology" Texas Tech University, SPE 2015

propiedad se dará cuando la movilidad del fluido desplazante sea mínima. Por lo tanto, este valor de movilidad relativa mínima se usa como el factor de diseño para calcular la viscosidad del fluido desplazante.

Figura 8. Movilidad relativa, método de Gogarty.



Fuente: Modificado de: ORTIZ, D. “Formulación de una solución acuosa de polímero para mejorar la relación de movilidad en el yacimiento Gobernador del campo Paez-Minco” TEG, U.C.V. Caracas Venezuela.

Por lo tanto, la viscosidad de polímero se calcula mediante la ecuación 7

$$\mu_p = \frac{k_{rw}}{\lambda_{rmin}} \quad (7)$$

Donde:

μ_p =viscosidad del polímero

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua a saturación de aceite residual

λ_{rmin} = movilidad relativa mínima

Sheng (2015). Establece que la movilidad del fluido desplazante debe ser menor o igual a la movilidad más baja de las fases desplazadas (generalmente, la fase aceite) multiplicada por la saturación de aceite normalizada, que es calculada mediante la ecuación 8.

$$\bar{S}_o = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \quad (8)$$

Donde:

\bar{S}_o = saturación de aceite normalizada

S_o = saturación de aceite

S_{or} = saturación de aceite residual

S_{wc} = saturación de agua crítica

La viscosidad del fluido desplazante para una relación de movilidades igual a 1 será por lo tanto calculada con la siguiente ecuación:

$$\mu_d = \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro(sw)}} * \bar{S}_o \quad (9)$$

Donde:

μ_d = viscosidad del fluido desplazante

μ_o = viscosidad del aceite

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua

$k_{ro(sw)}$ = permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua actual

\bar{S}_o = saturación de aceite normalizada

1.6. CANTIDAD DE POLÍMERO INYECTADO AL YACIMIENTO

Sheng (2015), a través de una revisión histórica de los campos sometidos a inyección de polímero establece un rango para la cantidad de polímero inyectado en un campo. El autor expresa la cantidad de polímero como el producto de la concentración de polímero (en ppm) y el tamaño del bache de polímero (en volúmenes porosos). Los valores promedio para la cantidad de polímero usada en los campos bajo un esquema de inyección de polímeros que han logrado un mayor aumento en el factor de recobro (entre 10 y 16% incremental), están entre 180 y 400 ppm*VP. Sin embargo, la tendencia a través de la historia muestra un aumento en la cantidad de polímero inyectada.²²

²² Sheng J, "Status of Polymer-Flooding Technology" Texas Tech University, SPE 2015

2. CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS

Los medios porosos sintéticos son modelos físicos de gran valor debido a que permiten escalar fenómenos físicos y químicos, procesos o comportamientos del yacimiento a nivel de laboratorio a condiciones de yacimientos o condiciones determinadas cuando no se cuenta con núcleos (muestras nativas) del yacimiento que se quiere estudiar. Son usados para analizar desde daño a la formación causado por precipitación de orgánicos o inorgánicos hasta procesos EOR como la inyección de polímeros, surfactantes o álcalis.

Los núcleos sintéticos tienen la propiedad de ser versátiles, pues es posible construirlos con las propiedades petrofísicas que se necesiten, además, representan menores costos que los de un núcleo nativo o que una muestra de berea y se pueden construir con los equipos que cuenta el Laboratorio de Análisis Petrofísicos del Parque Tecnológico de Guatigurá. Por lo anterior la construcción de estos medios porosos es una actividad de especial cuidado, que necesita ser estudiada en detalle y con soporte experimental. Para los usos de este trabajo se requiere que los medios porosos sean homogéneos, para que la representación del yacimiento más cercana y evitar problemas adicionales como entrapamiento mecánico del polímero.

Este capítulo comprende una reseña de los antecedentes en la construcción de medios porosos para identificar las variables que se podían mejorar teniendo en cuenta los equipos y técnicas actuales. Seguido a esto se plantea la metodología desarrollada para la construcción de núcleos, junto con la evaluación de su homogeneidad por medio de tomografía computarizada. El capítulo concluye con la propuesta de nuevos enfoques para la construcción de medios porosos homogéneos y sus resultados de tomografía.

2.1. ANTECEDENTES EN LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS

Como se mencionó anteriormente, los medios porosos son modelos físicos en los que se pueden realizar estudios para tener un acercamiento a la compresión de los fenómenos que ocurren en las formaciones. Lo ideal sería tener muestras del yacimiento que se quiere estudiar, pero debido a los costos de un corazonamiento, no es fácil tener acceso a dichas muestras y muchas veces no se cuenta con ellas, por lo que surge la necesidad de crear medios porosos o núcleos sintéticos con las propiedades petrofísicas que se requieran. En la Figura 9 se muestra un plug sintético que fue construido durante el desarrollo de esta tesis. La forma de construir estos núcleos ha evolucionado con el tiempo con el fin de obtener mayor exactitud y eliminar el sesgo humano en su fabricación. A continuación, se citan algunos estudios, a nivel nacional, los cuales han propuesto metodologías para la fabricación medios porosos.

Figura 9. Plug sintético construido



En 2012, FERNÁNDEZ DE CASTRO & CELIS en la Universidad Industrial de Santander estudiaron diferentes agentes reductores de porosidad y permeabilidad, con el fin de determinar cuál agente era el más apropiado para construir medios porosos sintéticos estratificados con propiedades petrofísicas similares a las de un

yacimiento de hidrocarburos colombiano.²³ En este trabajo se definió el caolín blanco como el agente reductor más adecuado y se construyeron medios porosos sintéticos estratificados para realizar desplazamientos radiales inyectando agua. La metodología de construcción consistía en comprimir manualmente con un martillo la masa del núcleo en un cilindro PVC, este procedimiento se repetía hasta encontrar la petrofísica deseada, variando los porcentajes máxicos de caolín. En esta metodología no se tenía control sobre la presión que se aplicaba durante la compresión 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.

ALARCÓN & CAVANZO en el 2013 en la Universidad Industrial de Santander construyeron 18 muestras sintéticas para estudiar experimentalmente el proceso de inyección continua de vapor en el equipo de desplazamiento radial del Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, a partir de la metodología y correlaciones desarrolladas por FERNÁNDEZ & CELIS. Se concluyó que estas correlaciones tan solo representan una aproximación de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) que se desean obtener, pues estas dependen en gran medida del grado de compactación que los operadores ejerzan sobre el plug en su construcción.²⁴

En el 2013 LOPERA, MEJIA & ZAPATA de la Universidad Nacional de Colombia, fabricaron muestras sintéticas por medio de arena de diferentes tamaños de grano, saturando el núcleo con salmuera durante su fabricación de tal manera que no hubiera aire entre los granos que se comprimían dentro de una manga de caucho (Figura 10). Se observó una relación entre el tamaño de los granos, la permeabilidad

²³ FERNÁNDEZ DE CASTRO, Omar. CELIS, Laura. "Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados". 2012. p 49.

²⁴ ALARCÓN, Leonardo. CAVANZO, Emilio. "Estudio experimental de un proceso de inyección continua de vapor en el equipo de desplazamiento radial (E.D.R) con medios porosos homogéneos". 2013. p 51.

absoluta y volumen poroso obtenido por medio de una bomba de desplazamiento, sin embargo, no se desarrolló ninguna correlación entre las propiedades petrofísicas y el tamaño de grano de la arena usada.²⁵ Para esta metodología no era posible extraer los núcleos de la manga y por tanto no era posible reutilizar las muestras o saturarlas completamente con salmuera diferente a la de fabricación.

Figura 10. Mangas de caucho



Fuente: S. Lopera, F. Zapata, V. Mejía “Construcción de medios porosos artificiales para desplazamientos en medios porosos”. Artículo técnico. 2013.

LIZCANO & PADRÓN, en el año 2014 realizaron un proyecto de investigación para estudiar la depositación de asfáltenos en un crudo colombiano a condiciones dinámicas en el medio poroso. Para construir los plugs sintéticos se usó un torquímétero para aplicar la compresión de manera más exacta, como se puede observar en la Figura 11.²⁶ La medida se basaba en el torque aplicado a la muestra para llegar a cierta compresión. Este experimento, dio como resultado una exactitud en la compresión de las muestras, pero no fue estandarizado para varios rangos debido a que este proyecto requería llegar a un único valor de permeabilidad.

²⁵ LOPERA, S. MEJÍA, V. ZAPATA, F. “Construcción de medios porosos artificiales para desplazamientos en medios porosos”. Universidad Nacional de Colombia-Ecopetrol. Artículo. 2013.

²⁶ PADRÓN, Robert. Lizcano, Juan. “Evaluación del efecto de la depositación de asfáltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano”. 2014. p 61.

Figura 11. Torquiméto para compresión de plug sintéticos



Fuente: Padrón García, Robert Eduardo. Lizcano Niño, Juan Carlos. “Evaluación del efecto de la depositación de asfáltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano”. Tesis de pregrado. 2014.

CÁCERES & PORRAS en 2015 en la Universidad Industrial de Santander contruyeron un equipo electroneumático (“ELECTRONEUMATIC SYNTHETIC CORE”) para la fabricación de medios porosos sintéticos con resina, endurecedor, arena y caolín. Con este equipo solo se pudieron construir muestras a 100 psi que era la máxima presión del equipo, pues las construidas a menor presión se fracturaban.²⁷ Para crear muestras a mayor presión usaron el equipo “Sistema de Montaje de Núcleos No Consolidados” y moldes de acero para evitar expansión. Fue posible construir muestras a diferentes presiones y generar correlaciones para obtener muestras con propiedades petrofísicas deseadas en función del porcentaje de caolín. Este estudio fue muy completo; sin embargo, no se analizó la homogeneidad de las muestras construidas, ni la relación resina/endurecedor óptima para usar como agente cementante.

²⁷ CÁCERES, Juliana. PORRAS, Karen. “Construcción de equipo electroneumático para la fabricación de medios porosos sintéticos.” 2015. p 120.

Para los objetivos de esta tesis se decidió adoptar recomendaciones y procedimientos de las metodologías anteriores para definir una nueva que se presentará más a continuación.

2.2. METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS

La metodología que se describirá a continuación es una recopilación de los trabajos mencionados en el aparte anterior. En general; se adoptaron las correlaciones propuestas por FERNÁNDEZ DE CASTRO & CELIS (2012), se empleó el equipo “Sistema de Montaje de Núcleos No Consolidados” que usaron CÁCERES & PORRAS (2015) y se usó el torquíméto propuesto por LIZCANO & PADRÓN (2014) para desmoldar los núcleos después de construidos.

Adicionalmente se agregar los siguientes aspectos para refinar las metodologías anteriores:

- Evaluar la relación resina/endurecedor óptima para obtener el menor tiempo de curado y mayor consolidación de las muestras.
- A partir de ensayos en blanco se determinó que el tiempo de curado para la resina epóxica puede ser reducido usando un horno a temperatura de 90 °C. Usando el horno se logró reducir el tiempo de curado de las muestras de 5 días a 1 día.
- Construir una nueva correlación para relacionar el porcentaje de caolín con las propiedades petrofísicas, pues las correlaciones existen presentan gran porcentaje de error y poca repetitividad y reproducibilidad.
- Realizar un estudio para determinar la homogeneidad de las muestras mediante tomografía computarizada
- Porponer nuevos enfoques para la construcción de medios porosos sintéticos.

2.2.1 Materiales y equipos para la construcción de medios porosos sintéticos.

Para la construcción de medios porosos se requieren los materiales que se describen a continuación:

Arena

Este material representa la matriz de la roca. El tamaño de grano y la selección de la arena influyen significativamente en las propiedades petrofísicas del núcleo construido. La pureza de la arena también influye en los resultados del medio poroso obtenido. Para esta tesis todas los plugs se construyeron con arena Ottawa 80/100. Está arena tiene una composición de cuarzo mayor al 90%, lo cual garantiza su pureza, y a su vez el tamaño de malla se traduce en una buena selección de los granos.

Caolín Blanco

El caolín es una arcilla compuesta de silicato de alumina, en la construcción de plugs sintéticos se usa como agente reductor de porosidad y permabilidad, por lo tanto, las propiedades petrofísicas están directamente relacionadas con el porcentaje de caolín que tiene la muestra. Para esta tesis se usó caolín blanco marca Faraón (Figura 12).

Resina y Endurecedor Epóxico

Estos dos materiales en conjunto actúan como agente cementante de la muestra. El grado de consolidación de la muestra depende de la cantidad de solución usada y de la relación resina/endurecedor. Estas relaciones se presentan más adelante. En el desarrollo de esta tesis se usó resina y endurecedor epóxico marca Ephotin.

Figura 12 Caolín marca Faraón



Figura 13. Resina y Endurecedor Epóxico marca Epothin



Otros materiales y herramientas están relacionados con los elementos de protección personal (EPP): guantes, tapabocas, gafas, bata, recipientes para mezclar y pesar, espátulas y cucharas, jeringas para medir la cantidad de resina y endurecedor, balanza analítica, moldes de acero inoxidable, horno, torquímétero para desmoldar y el equipo “Sistema de Montaje de Núcleos No Consolidados”

2.2.2. Sistema de montaje de núcleos no consolidados Este equipo fue diseñado y fabricado para el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander que se encuentra ubicado en el Parque Tecnológico Guatiguará. Este tiene un sistema hidráulico que permite alcanzar altas presiones y junto con las demás variables se pueden obtener permeabilidades y porosidades bajas, similares a las de los yacimientos no convencionales.

El principio de operación es desplazar líquido hidráulico a través de un circuito para desplazar un pistón o cilindro hidráulico que comprime la muestra depositada en moldes de acero inoxidable.

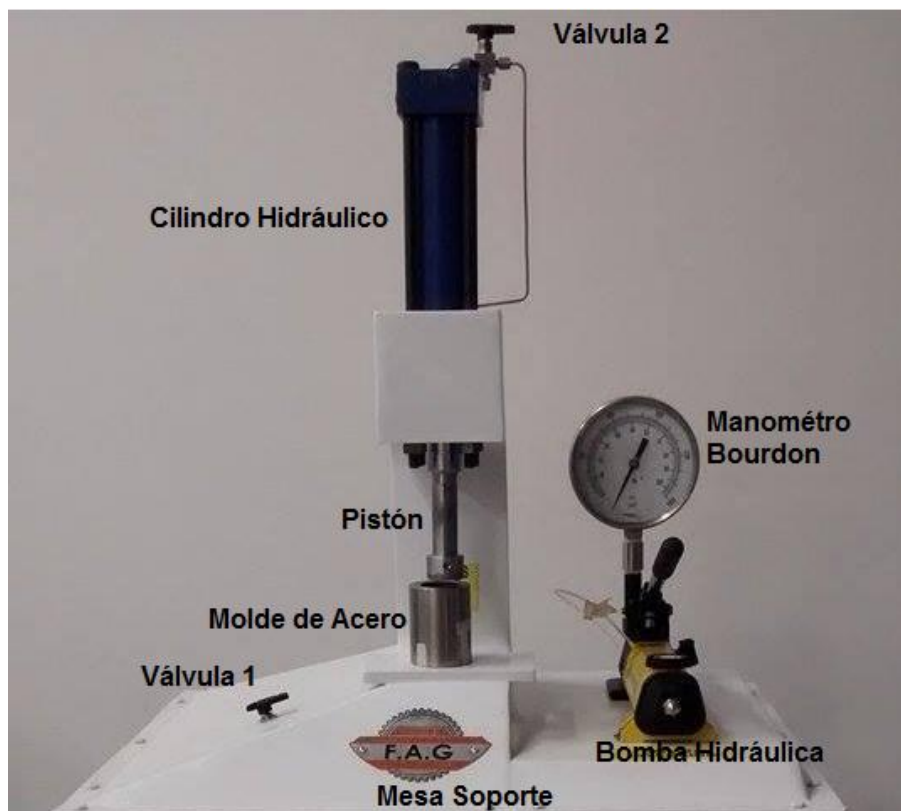
En la Figura 14 se puede observar que este equipo consta principalmente de dos válvulas de paso; la válvula 1 indica la dirección en la cual el líquido se va a dirigir para desplazar el pistón en el cilindro, la válvula 2 da paso del líquido hidráulico que va desde la bomba hasta la válvula 1. Posee un cilindro hidráulico que produce un movimiento vertical del pistón hacia abajo para ejercer la presión deseada sobre la muestra, y hacia arriba para retirar el molde. La bomba hidráulica manual produce el desplazamiento del líquido y soporta hasta 10.000 psi, sin embargo, el circuito está diseñado para soportar hasta 3.000 psi de presión. 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.

Para trabajar en este equipo primero se debe abrir la válvula 1 y 2 para dar paso al líquido hidráulico a la parte superior del cilindro hidráulico, esto produce el movimiento del pistón hacia abajo a medida que se acciona manualmente la bomba hidráulica. Seguidamente el pistón desciende hasta comprimir la muestra a la

presión deseada. Si se requiere volver al estado inicial del pistón, se debe invertir la válvula 1 y 2, y bombear manualmente hasta que el pistón ascienda.²⁸

En esta tesis todas las muestras se construyeron usando una presión vertical de compactación de 1200 psi, lo cual asegura que el plug no se deforme o fracture durante la medición de permeabilidad o en pruebas de desplazamiento, pues el diseño de experimento de las pruebas de desplazamiento comprende presión de confinamiento de 2000 psi y presión de poro de 1100 psi.

Figura 14. Equipo “Sistema de Montaje de Núcleos No Consolidados”



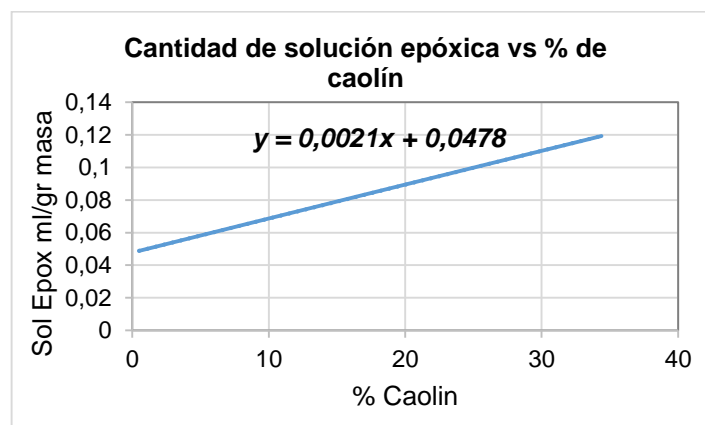
²⁸ CÁCERES, Juliana. PORRAS, Karen. “Construcción de equipo electroneumático para la fabricación de medios porosos sintéticos.” 2015. p 123.

2.3 EVALUACIÓN DE LA RELACIÓN RESINA/ENDURECEDOR ÓPTIMA.

Como se mencionó anteriormente; la resina y el endurecedor epóxico son los agentes cementantes de la muestra sintética, estos se deben agregar en una cantidad que es determinada a partir del porcentaje de caolín de la muestra y en una relación resina/endurecedor, que se definirá en este aparte.

Para definir la cantidad de solución epóxica (resina + endurecedor) a usar se debe usar la Figura 15, que fue construida por CELIS & FERNÁNDEZ DE CASTRO en 2012, y la cual, de acuerdo a los resultados de los núcleos construidos en esta tesis, presenta buena repetitividad y reproducibilidad.

Figura 15. Cantidad de solución epóxica vs % de caolín



Fuente: Adaptado de: FERNÁNDEZ DE CASTRO, Omar. CELIS, Laura. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. Tesis de pregrado. 2012

Para evaluar la óptima relación de resina/endurecedor se realizó un diseño de experimental de pruebas en blanco, que consistía en estimar la fluidez y consistencia de 5 soluciones epóxicas de diferente relación resina/endurecedor (volumen/volumen) a temperatura ambiente y a 90°C en horno durante un periodo

de prueba de 5.5 horas, monitoreando el estado de las mezclas cada 30 minutos. La Tabla 2 muestra el resumen del diseño experimental.

Tabla 2. Resumen del diseño experimental para evaluar relación óptima de resina/endurecedor

Resumen del diseño experimental			
Mezcla	Relación Resina/Endurecedor	Volumen de Mezcla (cc)	Temperatura
Mezcla 1	1:1	2	Ambiente
Mezcla 2	1.5:1	2	Ambiente
Mezcla 3	2:1	2	Ambiente
Mezcla 4	2.5:1	2	Ambiente
Mezcla 5	3:1	2	Ambiente
Mezcla 6	1:1	2	90° C en horno
Mezcla 7	1.5:1	2	90° C en horno
Mezcla 8	2:1	2	90° C en horno
Mezcla 9	2.5:1	2	90° C en horno
Mezcla 10	3:1	2	90° C en horno

Los resultados detallados del monitoreo del experimento se encuentran en el anexo A y demuestran que la relación óptima es la de la mezcla 8 y 9, pues, al término de 4 horas no presentan variación en su consistencia, la cual es muy alta y mucho mayor a la de las demás mezclas. Sin embargo, teniendo en cuenta que el costo del endurecedor es mayor que el de la resina, se define la mezcla 9 como la óptima porque requiere menor cantidad de endurecedor con respecto a la mezcla 8.

Este estudio también evidenció que el tiempo de curado a temperatura ambiente es muy superior al tiempo a 90°C en horno, pues al finalizar el experimento las mezclas que se encontraban a temperatura ambiente, aún no presentaban consistencia alta.

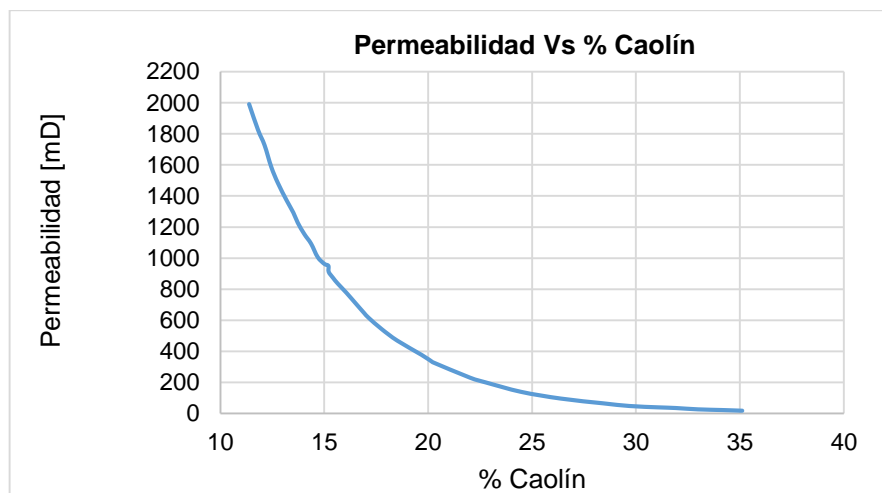
Por lo anterior, las muestras construidas en esta tesis se secaron en horno a 90°C, lo cual, permitió disminuir el tiempo de curado de las muestras de 5 días a 12 horas.

2.4 CORRELACIÓN PARA ESTIMAR LA PERMEABILIDAD EN FUNCIÓN DEL PORCENTAJE DE CAOLÍN EN LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS

Haciendo uso de la curva o correlación propuesta por CELIS & FERNÁNDEZ DE CASTRO en 2012 (ver Figura 16), se construyeron inicialmente 14 muestras sintéticas siguiendo el procedimiento que se mostrará en el siguiente aparte. Al medir la permeabilidad de las muestras se encontró que los valores medidos eran muy diferentes a los esperados. En la Tabla 3 se observa el porcentaje de error de los datos medidos con respecto a los esperados para las 14 muestras construidas. Este porcentaje de error se presenta por lo que la curva de la Figura 16 fue elaborada con datos de núcleos construidos de forma manual, sin tener control sobre la presión de compactación. Mientras que las 14 muestras se construyeron todas a una presión de 1200 psi.

Al evidenciar el alto porcentaje de error en la medición de permeabilidades (ver Tabla 3) se decidió construir una nueva correlación para relacionar la permeabilidad con el porcentaje de caolín, usando el procedimiento de construcción que se describe más adelante. Esta curva se hizo usando más de 20 datos de muestras que se construyeron variando el porcentaje de caolín desde 15% hasta 40% en peso y abarcando un rango de permeabilidades absolutas desde 5 mD hasta 3000 mD. La curva construida se muestra en la Figura 17. Después de tener la curva se construyeron muestras sintéticas por 4 operadores distintos para comprobar la repetitividad y reproducibilidad, encontrando que estas eran muy buenas.

Figura 16. Curva de permeabilidad en función del porcentaje de caolín

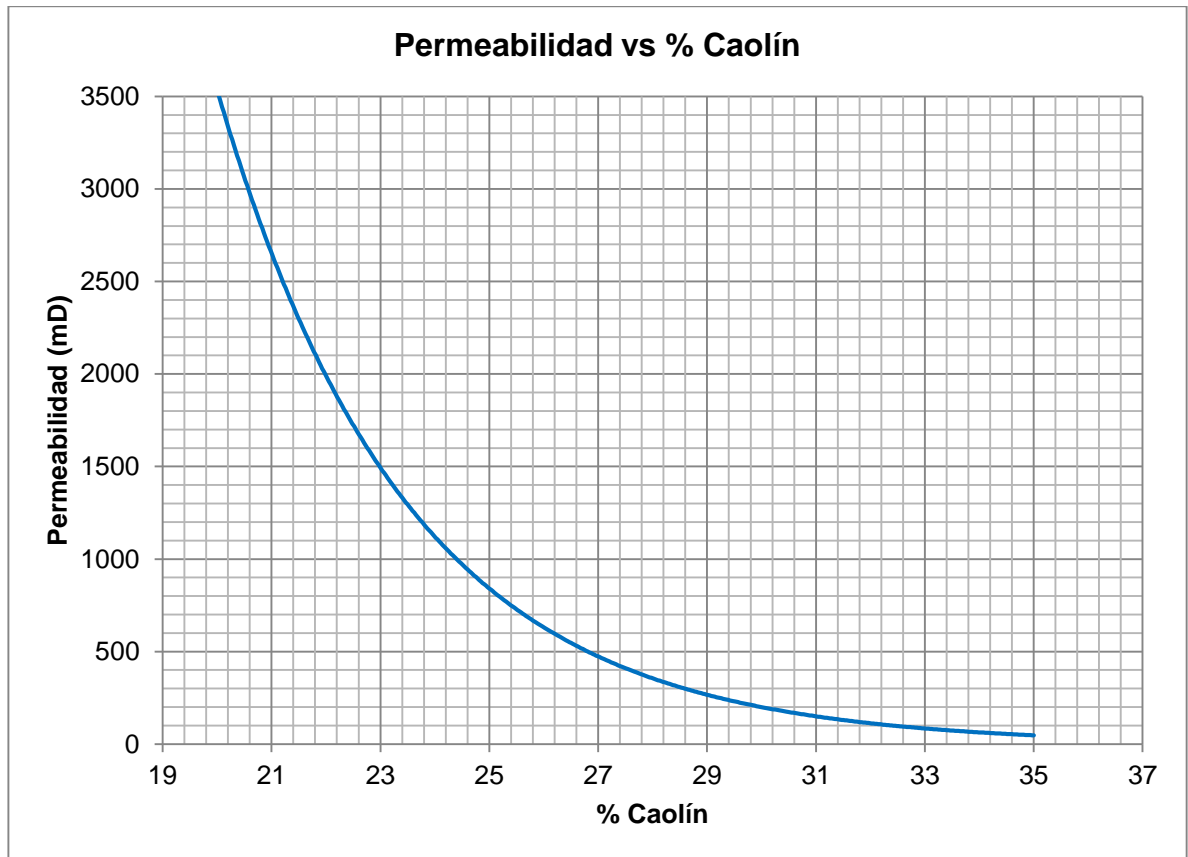


Fuente: Adaptado de: FERNÁNDEZ DE CASTRO, Omar. CELIS, Laura. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. Tesis de pregrado. 2012

Tabla 3. Mediciones de permeabilidad en los plugs construidos

MEDICIONES DE PERMEABILIDAD EN LOS PLUGS CONSTRUIDOS				
CORE	% Caolín	K esperada (mD)	K EXP (mD)	% ERROR
RQ-H2	33	26	72	177
RQ-I1	20	350	2902	730
RQ-J1	23	192	1496	680
RQ-K1	28	71	540	665
RQ-L1	26	105	625	494
RQ-M1	28	71	432	513
RQ-N1	29	58	337	483
GRM 12	30	47	102	116
GRM 14	25	129	381	196
GRM 15	30	47	126	166
GRM 16	35	17	48	173
GRM 17	23	192	1324	590
GRM 18	27	86	1153	1237
GRM 19	29	58	443	667

Figura 17. Curva construida de Permeabilidad en función del porcentaje de Caolín



2.5 PROCEDIMIENTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS

Antes de detallar el paso a paso de la metodología de construcción se deben presentar las condiciones generales que se tuvieron en cuenta en esta tesis para la fabricación de los plugs sintéticos. Estas condiciones (Tabla 4) o consideraciones son producto de los análisis y estudios realizados en las páginas anteriores de este capítulo

Tabla 4. Condiciones generales de construcción de plugs sintéticos

CONDICIONES GENERALES DE CONSTRUCCIÓN DE PLUGS SINTÉTICOS	
Temperatura	90°C en horno
Presión de compactación	1200 psi
Relación resina/endurecedor	2.5:1
Tiempo mínimo de curado	12 horas
Equipo de compactación	Sistema de montaje de núcleos no consolidados
Correlación para permeabilidad	Figura 17
Correlación para cantidad de solución epóxica	Figura 15

Para la construcción de plugs 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 y además seguir el siguiente procedimiento paso a paso:

1. **Determinar porcentaje de caolín según la permeabilidad deseada:**
Para determinar el porcentaje de caolín se hace uso de la correlación establecida en la Figura 17. Tomando como variable de entrada la permeabilidad deseada para el plug sintético se determina el porcentaje en peso de caolín que se debe tener la mezcla arena más caolín.
2. **Medición la masa de arena y caolín a emplear:** A partir del porcentaje de caolín obtenido de la gráfica permeabilidad vs % caolín, se puede determinar la masa de arena y masa de caolín, partiendo del hecho que, por cada núcleo a construir, se requiere una masa total (arena + caolín) de 130 gramos. Estos 130 gramos se han definido

teniendo en cuenta las dimensiones promedio de los moldes empleados. La masa de caolín (m_c) en gramos se puede determinar con la ecuación 10.

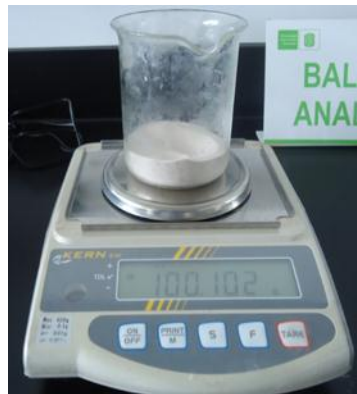
$$m_c = \%caolín * 130 [g] \quad (10)$$

De igual forma la masa de arena (m_a) en gramos se determina así (ecuación 11):

$$m_a = 130 - m_c [g] \quad (11)$$

Calculada la cantidad de arena y caolín se procede a medir sus respectivas masas en la balanza analítica (Figura 18), verificando con anterioridad que esta se encuentre calibrada.

Figura 18. Medición de la cantidad de arena 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 (Figura 19). Es necesario ser cuidadoso al realizar la

mezcla para evitar pérdidas de caolín, la cual cambiaría las propiedades esperadas.

Figura 19. Mezcla de arena y arena caolín



4. **Determinación del volumen de solución epóxica:** Con el porcentaje de caolín estimado anteriormente, se ingresa en la gráfica de la Figura 15, y se procede a estimar la cantidad de solución epóxica en [cc de solución epóxica/masa total]. La función para calcular el volumen de la solución epóxica es la siguiente (ecuación 12):

$$\text{Vol Sol} = (0.0021 * \%Caolin + 0,0478) * 130 \text{ [cc]} \quad \mathbf{(12)}$$

Donde Vol Sol, es el volumen de solución epóxica en cc
Para la metodología aquí presentada se estableció una relación volumétrica de 2.5:1 cc de Resina/ Endurecedor. Luego, teniendo el volumen total de solución se puede calcular la cantidad de resina en centímetros cúbicos (Vol_{res}) así (ecuación 13):

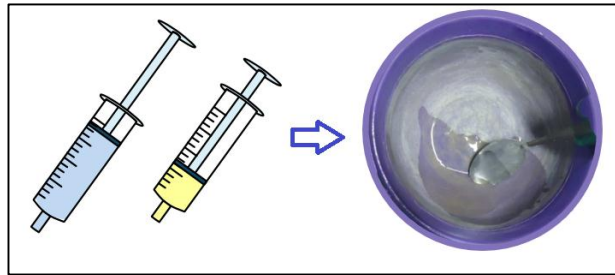
$$\text{Vol}_{\text{res}} = \text{Vol Sol} * 0.7143 \text{ [cc]} \quad \mathbf{(13)}$$

Igualmente el volumen de endurecedor en centímetros cúbicos será (ecuación 14):

$$\text{Vol}_{\text{end}} = \text{Vol Sol} - \text{Vol}_{\text{res}} [\text{cc}] \quad (14)$$

- 5. Medición y mezclado de resina y endurecedor:** El primer requerimiento es usar los elementos de protección personal. Utilizando jeringas diferentes, se procede a extraer los volúmenes calculados anteriormente de los dos componentes líquidos, los cuales son depositados y mezclados durante 5 minutos hasta obtener una mezcla homogénea (Figura 20), en el recipiente donde se realizará la mezcla de todos los componentes (mezcla de arena-caolín + solución epóxica).

Figura 20. Medición y mezcla de resina y endurecedor epóxico



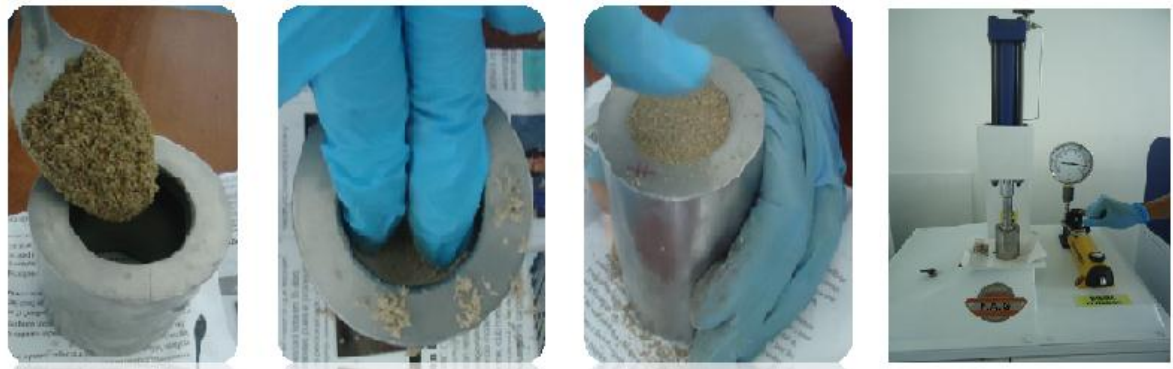
- 6. Mezclar solución epóxica más arena y caolín:** Tan pronto esté lista la solución epóxica se debe agregar al mismo recipiente arena y caolín preparados anteriormente y mezclar de tal forma que los granos de arena y caolín se mojen completamente por la solución epóxica, desintegrando los grumos formados hasta obtener una mezcla totalmente homogénea (Figura 21)
- 7. Llenado del molde y compactación de la mezcla:** Para los plugs sintéticos 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 “sistema de compactación de núcleos no consolidados”, en donde se ejerce una presión 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. La Figura 22 ilustra este proceso.

Figura 21. Mezcla de arena y caolín con solución epóxica



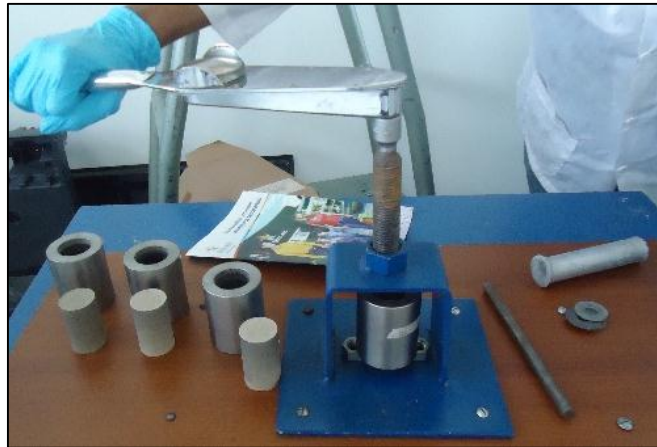
Figura 22. Llenado del molde y compactación de la muestra



8. **Proceso de curado de las muestras:** El proceso de curado se realiza por medio de un horno a una temperatura de 90 °C durante un tiempo mínimo de 12 horas. Posteriormente se debe sacar el molde del horno y dejarlo reposar a temperatura ambiente.

9. **Desmoldar la muestra:** 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 23).

Figura 23. Implementos para desmoldar muestras sintéticas



Como recomendación adicional se deben limpiar todos los equipos y/o herramientas una vez se usen, pues si se deja secar, es imposible retirar los residuos de resina y endurecedor. Una vez finaliza el procedimiento de construcción es posible medir las propiedades petrofísicas basados en la noma ARI RP 40.

2.6 EVALUACIÓN DE HOMOGENEIDAD CON TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA Y RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

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. 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.

2.6.1. Visualización de plug. Con el motivo de complementar el estudio de la construcción de muestras sintéticas, el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado y los autores de esta tesis hacen entrega de una de las muestras construidas bajo la metodología planteada a la compañía INGRAIN, para la obtener la visualización a través de la muestra por medio de tomografía computarizada y evaluar la homogeneidad a lo largo del plug.

Como resultado se obtienen registros de densidad y factor fotoeléctrico y se producen imágenes tridimensionales en escala de grises, por medio de un escaneo de tomografía computarizada de rayos X por corte vertical (PlugHD™).

2.6.2. Registros de densidad/factor fotoeléctrico. Con los registros de densidad y factor fotoeléctrico se puede obtener medidas cuantitativas con las que se puede distinguir porosidad, facies, secuencias deposicionales y litología.

La Figura 24, representa la muestra el plug sintético facilitado a la compañía INGRAIN para el estudio de tomografía computarizada. Las especificaciones de la muestra RQ-Q2 se presentan en la

Figura 24 Muestra RQ-Q2 enviada para estudio de tomografía computarizada



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.

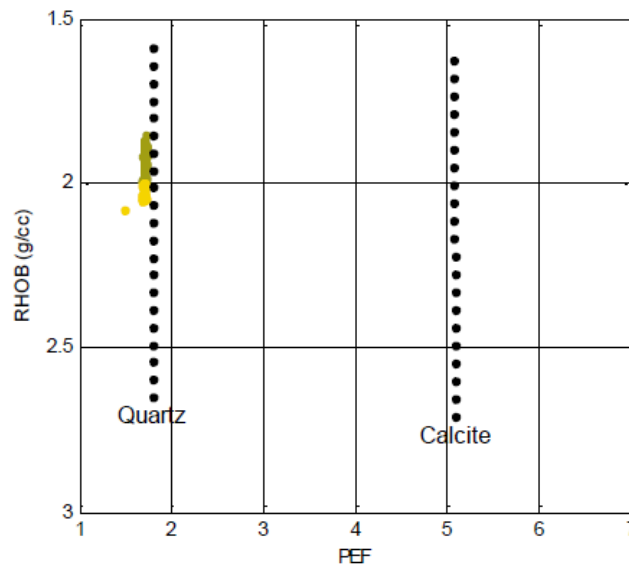
Tabla 5. Especificaciones de muestra RQ-Q2

Especificaciones del plug RQ-Q2	
Característica	Valor
Arena	91.39 g
Caolín	38.61 g
Resina	10.23 cc
Endurecedor	4.09 cc
Peso	149.68 g
Presión de confinamiento	12000 psia
Tiempo de secado	6 h a 90 °C (Horno)
Permeabilidad	240 mD
Porosidad	15.65%

2.6.3 Resultados PlugHD™

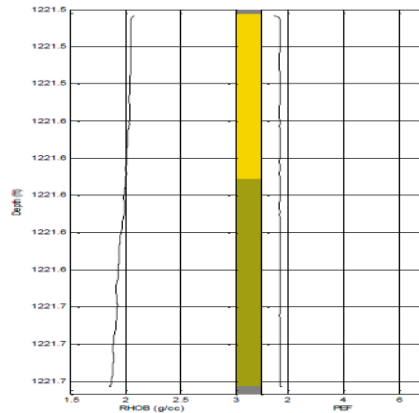
- **Gráfico cruzado. Facies PlugHD™.** Las facies PlugHD™ son un método de análisis cuantitativo de datos PlugHD™. En la Figura 25, en el gráfico, el eje vertical corresponde a valores de densidad (RHOB) en g/cc, en el eje horizontal se dispone el factor fotoeléctrico (PEF). La línea discontinua de puntos 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. En la Figura 26, se puede observar de mejor manera la variación de densidad, este fenómeno se atribuyó a la forma en la que se realizaba la compactación durante la construcción de los medios porosos en el laboratorio, pues la parte superior del molde se veía sometida a mayor presión de compactación que la parte inferior del mismo.

Figura 25. 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.

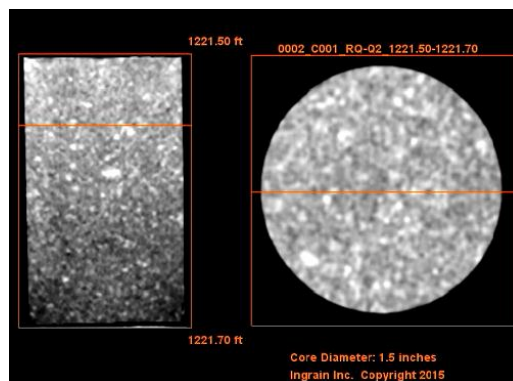
Figura 26. Registro PlugHDTM con código de colores por Facies



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

- **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 27.

Figura 27. Imagen a escala de grises



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

El comportamiento del registro de densidad permite observar un cambio de ésta a través de la muestra RQ-Q2, a pesar de obtenerse homogeneidad química en la muestra, esto sugiere una revisión a la metodología para la construcción de medios porosos sintéticos, pues estos no son homogéneos a lo largo de su longitud. Teniendo en cuenta la homogeneidad química de la muestra se descartan fenómenos como la precipitación de la solución epóxica como causante del cambio en la densidad y se atribuye a la forma en que se compactan los núcleos. Para afrontar este problema se plantean una serie de hipótesis o enfoques para la construcción de nuevos núcleos que se presentan en el subcapítulo siguiente.

2.7. NUEVOS ENFOQUES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS HOMOGÉNEOS

Para avanzar con la investigación sobre la homogeneidad de las muestras sintéticas construidas bajo la nueva y reestructurada metodología, se plantearon varias hipótesis o enfoques para determinar cuál factor tenía mayor influencia en el fenómeno del cambio de densidad y porosidad a lo largo de la muestra. Como se mencionó anteriormente; se consideró la forma de compactación como principal el principal factor.

Gracias a pruebas de tomografía computarizada se pudo realizar un estudio detallado sobre la composición y distribución de los granos a través de la muestra. Cada una de ellas fue analizada con la tecnología FLASH CORE SCAN (UHD), con la cual se obtiene una visualización de la muestra en ultra alta definición. 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) a lo largo de la longitud del plug sintético.

2.7.1 Hipótesis planteadas acerca de la heterogeneidad de los medios porosos sintéticos. Se construyeron varias muestras sintéticas, de las cuales se escogieron 5, construidas con diferentes enfoques, para ser enviadas a estudio de tomografía computarizada (TC). Las propiedades de las muestras están en la Tabla 6.

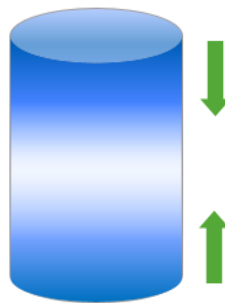
Tabla 6. Propiedades de las muestras enviadas a TC

Muestra	K (mD)	ϕ (%)	Longitud (cm)
CD3	820.9	18.4	6.18
RPCD1	741.9	15.3	6.14
ALT1C	146.1	13.23	5.78
D65B	318.22	21.5	5.6
RPALT2	841.5	16.6	6.21

Muestra CD3

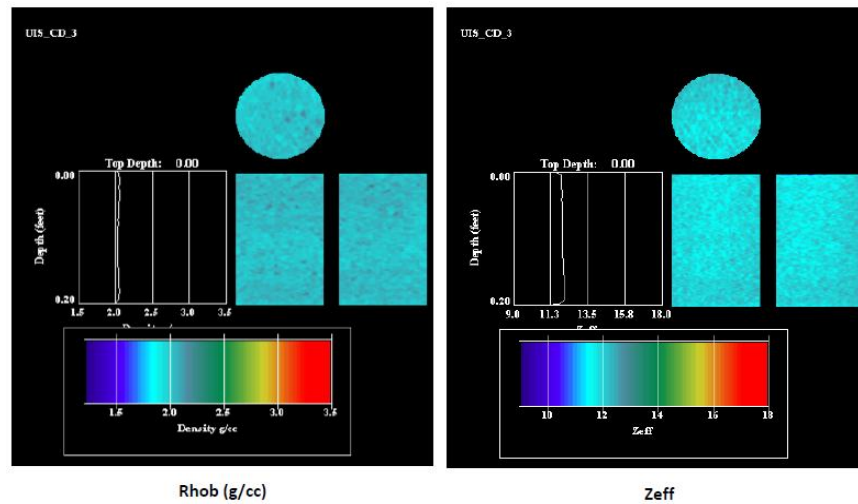
Esta muestra se construyó siguiendo el procedimiento convencional, aplicando presión vertical de compactación de 1200 psi por la base y por el tope del molde, para evitar que un lado quedara más compacto que el otro (Figura 28).

Figura 28. Ilustración del enfoque de compactación doble



Al analizar los resultados de TC, se observó que la muestra presenta densidad homogénea en toda su longitud y el análisis por Número Atómico Efectivo (Zeff) da como resultado una arena limpia, lo que significa que hay homogeneidad química (ver Figura 29)

Figura 29. Registro de densidad (derecha) y número atómico efectivo (izquierda) para muestra CD3



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

Muestra RPCD1

Esta muestra se construyó con el mismo enfoque que la anterior, pero reduciendo la presión de compactación a 800 psi. El análisis de Tomografía Computarizada mostró un leve aumento en la densidad en la base de la muestra y el Zeff se relaciona con una arena limpia (ver Figura 30). Es posible que el cambio en la densidad este asociado a una mayor presión de compactación por la base durante la construcción.

Muestra ALT1C

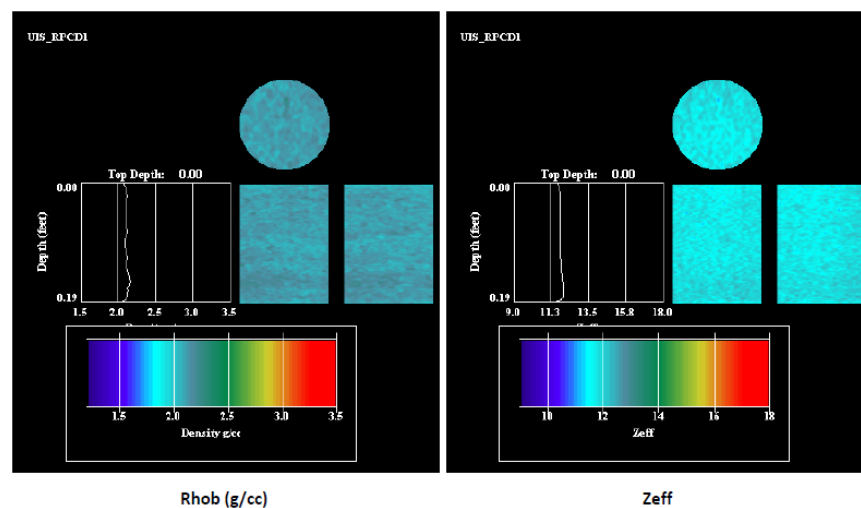
Se construyó aplicando presión vertical de 1200 psi sobre la mezcla cada vez que se agregaban 20 gramos de mezcla en el molde (Figura 31). Las imágenes de tomografía (Muestra D65B

Se construyó reduciendo la cantidad de solución epóxica al 65% de la usada normalmente y compactando la muestra tras agregar 40 gramos al molde. Según

los resultados de TC la muestra es homogénea en su densidad y presenta características de una arena limpia (Figura 33)

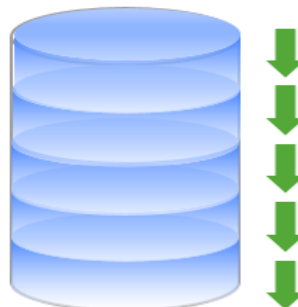
Figura 32) dejan ver que la muestra presenta heterogeneidad, con una densidad mayor en el tope de la muestra y Zeff es el característico de una arena muy limpia.

Figura 30. Registro de densidad (derecha) y número atómico efectivo (izquierda) para muestra RPCD1.



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

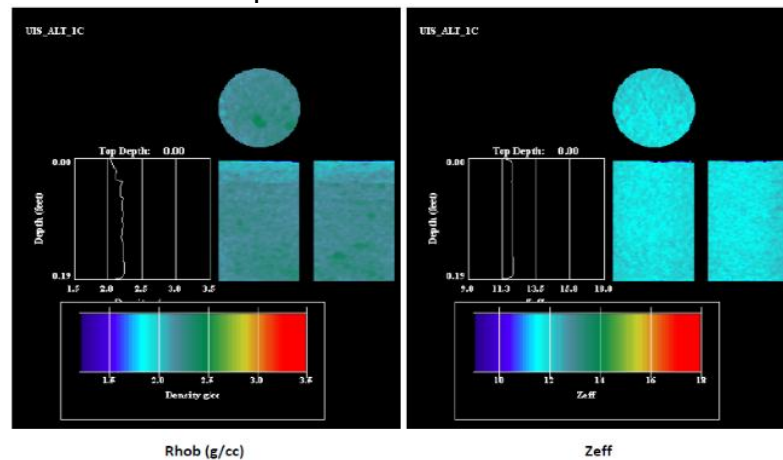
Figura 31. Ilustración de la compactación alternada



Muestra D65B

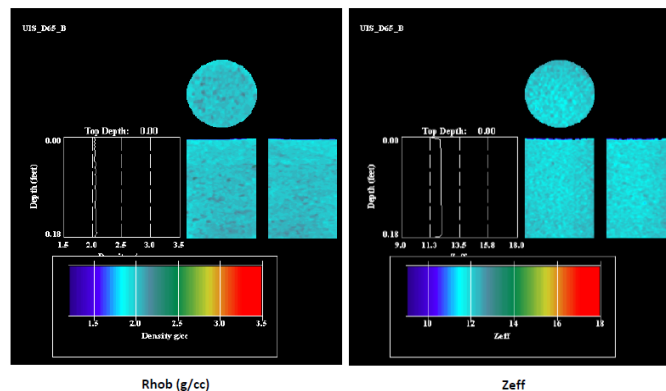
Se construyó reduciendo la cantidad de solución epóxica al 65% de la usada normalmente y compactando la muestra tras agregar 40 gramos al molde. Según los resultados de TC la muestra es homogénea en su densidad y presenta características de una arena limpia (Figura 33)

Figura 32. Registro de densidad (derecha) y número atómico efectivo (izquierda) para muestra ALT1C.



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

Figura 33. Registro de densidad (derecha) y número atómico efectivo (izquierda) para muestra D65B.

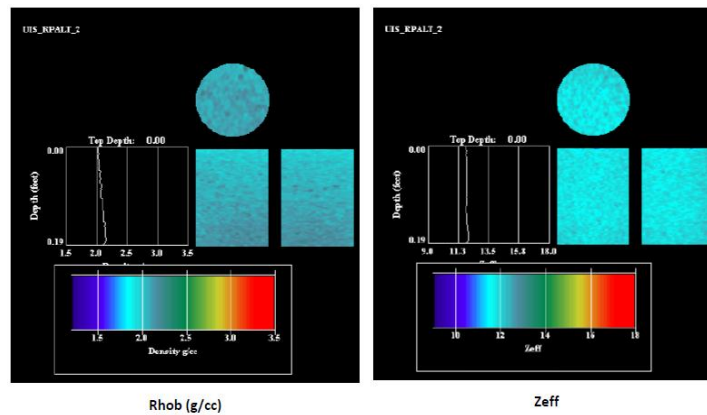


Fuente DIGITAL LITHOLOGY LAB “DLL” Antek S.A.S. Reporte flash core CT scan UHD® de tapones UIS. Bucaramanga. 2016

Muestra RPALT2

Se construyó igual que la muestra ALT1C, pero reduciendo la presión de compacta a 500 psi. Los resultados de TC indican que hay cambios en la densidad de la mitad hacia la base de la muestra (Figura 34).

Figura 34. Registro de densidad (derecha) y número atómico efectivo (izquierda) para muestra RPALT2.



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

Para todas las muestras sintéticas analizadas, la densidad del grano se encuentra por debajo del valor común de una arena (2.65 g/cc), debido a que la matriz de la roca se reemplazó con solución epóxica. En la Tabla 7, están los valores de densidad de grano para cada muestra, obtenidos por el equipo Automated Permeameter-Porosimeter (KP)

Tabla 7. Densidad de grano de los plugs analizados por medio de TC

Densidad de grano de los plugs analizados	
Muestra	Densidad (g/cc)
ALT1C	2.36
RPALT2	2.34
RPCD1	2.35
D65B	2.43

CD3	2.35
------------	------

En resumen, es posible construir medios porosos sintéticos homogéneos empleando los enfoques que se presentaron anteriormente, esto permitirá usar estas muestras para estudios de desplazamiento lineal, en vez de usar muestras de berea o núcleos nativos.

3. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

La simulación numérica es una de las herramientas quizá más importantes disponibles hoy en todas las industrias. Para la industria petrolera, específicamente el área de yacimientos, esta representa un medio en el cual se pueden evaluar distintos escenarios enfocados al aumento de la recuperación del hidrocarburo que se encuentra en el subsuelo. Mas particularmente, la simulación numérica permite evaluar un proceso de inyección de polímeros, teniendo en cuenta los principales fenómenos relacionados con este método de recobro químico, como lo son la retención del polímero en la roca, las disminución de la permeabilidad efectiva al agua debido a la adsorción, el comportamiento reológico de la solución polimérica, entre otros factores, razón por la cual, la simulación numérica representa una herramienta acertada cuando se cuenta con un modelo representativo.

Durante este capítulo se mostrará el camino que se llevó desde la construcción del modelo de simulación, el ajuste de dicho modelo, hasta la validación de los resultados.

3.1. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

La metodología de la etapa de simulación ocurre de manera paralela con los desplazamientos en laboratorio. En primer lugar, se construye un modelo de simulación basado en una de las muestras caracterizadas petrofísicamente, sobre la cual, además, se realizó una prueba de permeabilidades relativas, a partir esta prueba, además de obtener el comportamiento roca-fluido, se obtienen también datos de producción. Dicha información permite realizar un ajuste de la prueba, obteniendo así un modelo de simulación representativo para dicha roca.

Posteriormente, teniendo un modelo de simulación ajustado, se realizan predicciones de un caso base de inyección agua y de polímeros, con el fin de determinar las tasas óptimas del fluido de inyección que representen velocidades de flujo promedio en un escenario de inyección de agua/polímeros. Y que de la misma manera, se obtengan los mejores escenarios de producción. Habiendo así estimado un caso óptimo de inyección, se realizará la prueba de laboratorio, con los parámetros determinados en la simulación, se analizarán los resultados, efectuando las comparaciones pertinentes, de ser necesario se ajustará nuevamente el modelo. Teniendo como producto final, un modelo de simulación representativo para una inyección de polímeros.

3.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN.

El modelo base de simulación es construido basado en la muestra de roca Berea BTC-GRM1. En la Tabla 8 y Tabla 9 se listan las propiedades de la roca y del fluido respectivamente. El modelo base permitirá realizar un análisis de sensibilidad, con el fin de encontrar aquellos parámetros que tienen un mayor impacto sobre la producción de aceite y agua, y de esta manera, llevar a cabo el ajuste histórico alterando aquellas variables identificadas, obteniendo un modelo ajustado.

3.2.1. Malla de simulación. El enmallado de simulación es de geometría cartesiana, debido a que la idea es simular un proceso de laboratorio, la cual se realiza en modelos de una dimensión, donde la finalidad es entender de manera general los fenómenos que ocurren en el desplazamiento del aceite con un fluido viscoso como lo es la solución polimérica.

Ya que la geometría de los plugs (cilíndrico) es diferente al modelo 1D de simulación utilizado (paralelepípedo), debe asegurarse que el área transversal y el volumen de ambos modelos (físico y numérico) sea el mismo.

Tabla 8. Propiedades de la muestra Berea base.

MEDIO POROSO		
Longitud	7.896	cm
Diámetro	3.8	cm
Permeabilidad	146.2	mD
Porosidad	23.84	%
Sor	39.47	%
Swir	16.63	%
Kro@swir	0.261	-
Krw@sor	1	-

Tabla 9. Propiedades del aceite para el modelo de fluidos.

PROPIEDADES DEL ACEITE		
Presión de burbuja	50.663	kPa
Viscosidad @ 30.3°C	11.62	cP
Densidad @30.3°C	0.857	g/cm

3.2.2. Refinamiento. En aras de alcanzar el mejor ajuste posible, en cuanto al refinamiento de la malla de simulación, se parte de una situación, y es que, al ser un modelo en escala de una dimensión, y sabiendo que el cálculo de balance de materia se hace para cada celda; para la celda que contiene un pozo, una variación en cualquier punto de esta, significara un cambio inmediato en una propiedad.

En este orden de ideas, la distancia entre los dos pozos dentro del modelo debe ser máxima, y esto se alcanza teniendo celdas de menor tamaño, por lo tanto, se decidió realizar un refinamiento a la malla de simulación, solamente cambiando el tamaño de las celdas que contienen el pozo inyector y pozo productor. Se encontró que luego del refinamiento, se obtuvo una disminución en el tiempo de irrupción del agua en el pozo productor, de 3.57 segundos para el caso base estudiado, lo cual, en relación con la tasa utilizada y las dimensiones del modelo, es un valor significativo y que podrá conllevar a un mejor ajuste en cuanto a tiempos de ruptura en posteriores simulaciones. Se decidió trabajar con una malla de 40 celdas en I, ya que por encima de este número no hubo cambio significativo en la producción de fluidos. El arreglo final de la malla de simulación es mostrado en la Tabla 10.

Tabla 10. Dimensiones de la malla de simulación.

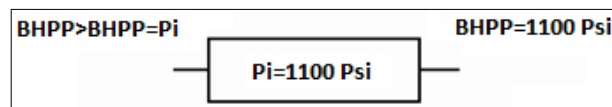
GRID	
Geometría	Cartesiana
Grid Blocks	
I	40
J	1
K	1
Dimensiones	
I	1*0.05, 38*0.1972631579, 1*0.05
J	1*3.367

3.2.3. Restricciones de los pozos. Con la idea de que el modelo de simulación represente de la mejor manera posible lo que sucede en el equipo Vinci durante el desplazamiento, más específicamente, lo que ocurre en términos de presión en las líneas y en el medio poroso en sí, se plantearon diferentes escenarios, con el fin encontrar una arreglo de restricciones que fuera lo suficientemente acertado, antes de seguir adelante en el modelo de simulación.

A partir del análisis de los diferentes casos estudiados, se determinó restringir los pozos de la siguiente manera; al pozo inyector se definirá únicamente la tasa de inyección de agua, y para el pozo productor, se define únicamente la presión de fondo fluyendo (la cual será igual a la presión del yacimiento con el fin de representar lo que ocurre en el experimento de desplazamiento) como se puede observar en la Figura 35.

En la Figura 36 se observa el aumento en la presión del pozo inyector, llegando a un diferencial que permita inyectar la tasa determinada en la restricción, y se observa de la misma manera como la presión del pozo productor se mantiene constante durante la inyección.

Figura 35. Esquema de las presiones en el modelo de simulación.



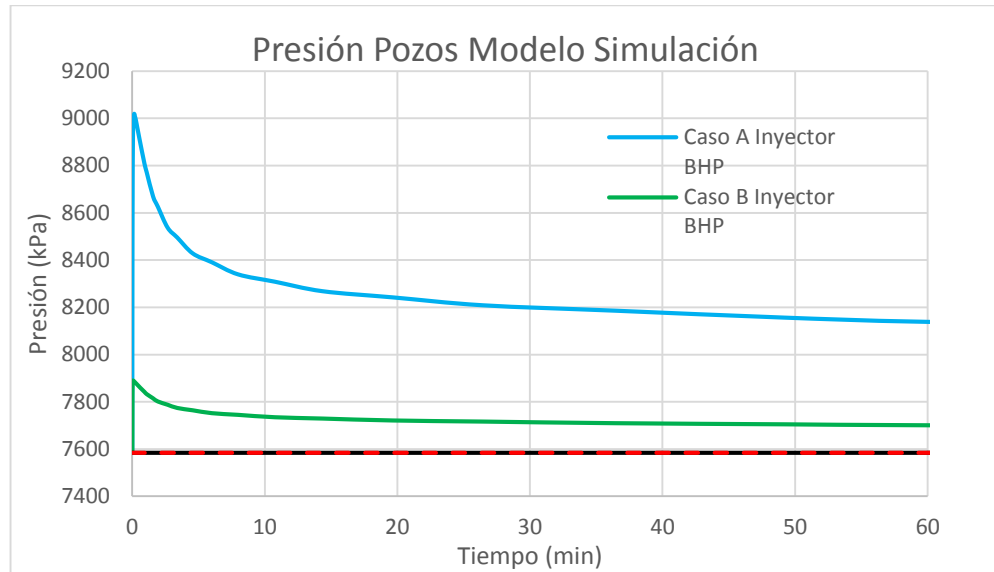
3.2.4. Permeabilidad de referencia. El laboratorio reporta permeabilidad absoluta al líquido, y permeabilidad efectiva al aceite y al agua. La permeabilidad efectiva al aceite resulta ser la misma permeabilidad absoluta al líquido, es por eso que en la curva de permeabilidad relativa de estas muestras, la permeabilidad relativa al aceite a condiciones de agua crítica es igual a 1. Para el modelo se decidió utilizar como valor de referencia el valor de permeabilidad efectiva al agua, ya que al ser el valor más bajo de permeabilidad, se obtiene un diferencial de presión mayor que si se utilizara la permeabilidad efectiva de la muestra, y por lo tanto el diferencial de presión se acerca más a los resultados de la prueba de permeabilidades relativa, lo cual se evidencia en los resultados mostrados en la Tabla 11.

Tabla 11. Resultados del análisis de las presiones del modelo.

Caso	Kref	ΔP (BHP inyector – BHP productor)	ΔP
A	Efectiva al agua	9019.7-7584.23=1435.47 kPa	208.19 psi
B	Absoluta al líquido	7890.4-7584.23=306.17 kPa	44.4 psi

En la Figura 36 se muestra la caída de presión para los casos mencionados. La caída de presión reportada en el experimento es de 231 psi, y el alcanzado en el modelo de simulación al utilizar la permeabilidad de referencia como la permeabilidad efectiva al agua de 30.64 mD, fue de 208.19 psi, lo cual es un ajuste aceptable. La caída de presión se ajusta también en los tiempos finales de la prueba llegando a un valor mínimo para el modelo de simulación de 65.8 mientras que en el experimento fue de 69 psi.

Figura 36. Presión de fondo para pozos inyectoros y productores para los casos A y B.



3.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

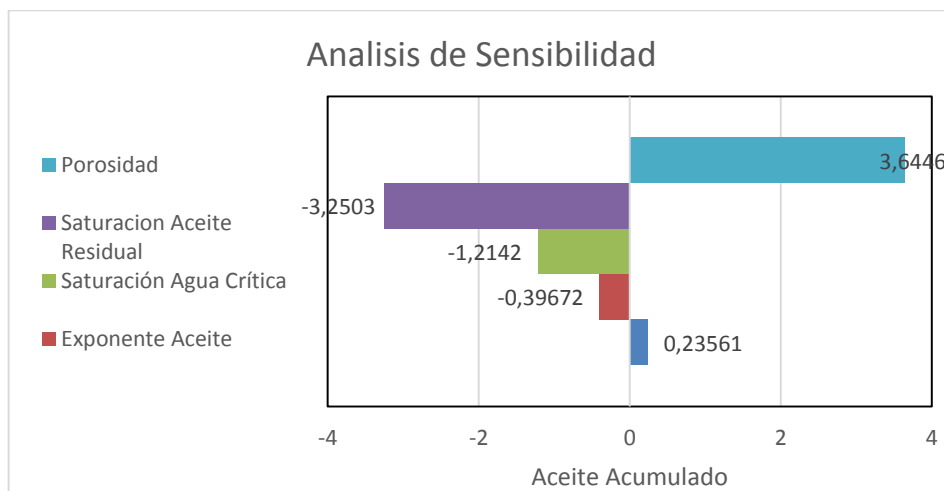
Teniendo el modelo de simulación representando las características básicas del modelo experimental se procede a realizar un análisis de sensibilidad Mediante la herramienta CMOST de CMG a diferentes parámetros de los fluidos y de las propiedades petrofísicas de la roca, con el fin de determinar la influencia de dichos parámetros sobre el acumulado de aceite y líquidos producidos. En la Tabla 12 se listan los parámetros utilizados, en orden de influencia sobre la propiedad aceite producido. La influencia de cada parámetro se evaluó para un valor límite superior e inferior del 20% de la propiedad.

Tabla 12. Parámetros estudiados en el análisis de sensibilidad

PARAMETRO
Porosidad
Saturación residual de aceite
Saturación crítica de agua
Presión
Viscosidad del aceite
Viscosidad del agua
Permeabilidad I,J,K

En la Figura 37 se observan los parámetros más influyentes sobre el aceite acumulado que es la función objetivo principal de nuestro ajuste. Se debe resaltar que dichos parámetros fueron en este caso, propiedades medidas en laboratorio, sin embargo, con el fin de llegar a un ajuste óptimo (principalmente en el aceite original en sitio) y llegar a representar de la mejor manera el comportamiento observado en laboratorio, se hará necesario variar estas propiedades en algún punto del ajuste.

Figura 37. Parámetros de mayor influencia en el acumulado de aceite producido.



3.4. AJUSTE DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Una vez que se ha construido el modelo de simulación base, con las propiedades de la roca caracterizada, y se han identificado los parámetros de mayor impacto sobre el acumulado de aceite, se realiza una comparación entre la inyección de agua en el modelo base de simulación y los resultados de la prueba de permeabilidades relativas, la cual arroja resultados de producción de aceite y agua acumulados, para una tasa de inyección de 3 cc/min. Dicha comparación se muestra en la Figura 38, a partir de las curvas de aceite producido vs volúmenes porosos inyectados, se puede inferir que existe un buen ajuste en cuanto al comportamiento de la producción al igual que el valor final de aceite recuperado.

Al realizar un acercamiento a los datos, se puede observar una diferencia en el total de aceite producido, de 0.15 cc, lo cual representa menos del 1% del aceite total en la muestra. Este dato es obtenido a más de 160 volúmenes porosos inyectados. Por lo tanto, se puede decir que, en cuanto a la cantidad de aceite móvil, el modelo de simulación presenta un ajuste casi total con el modelo físico.

Sin embargo, por el hecho de ser una prueba de larga duración (18 horas de inyección), la información que se busca ajustar, es aquella referente al comportamiento de la producción en etapas tempranas, ya que las predicciones realizadas sobre el modelo se harán aproximadamente hasta 2 o 3 volúmenes porosos inyectados, por esto, es importante analizar el ajuste para tiempos menores. En la Figura 39 se presenta la comparación de los modelos a un tiempo correspondiente a 4 volúmenes porosos inyectados.

Figura 38. Comparación entre el modelo de simulación y el modelo experimental para una inyección de agua de 3 cc/min

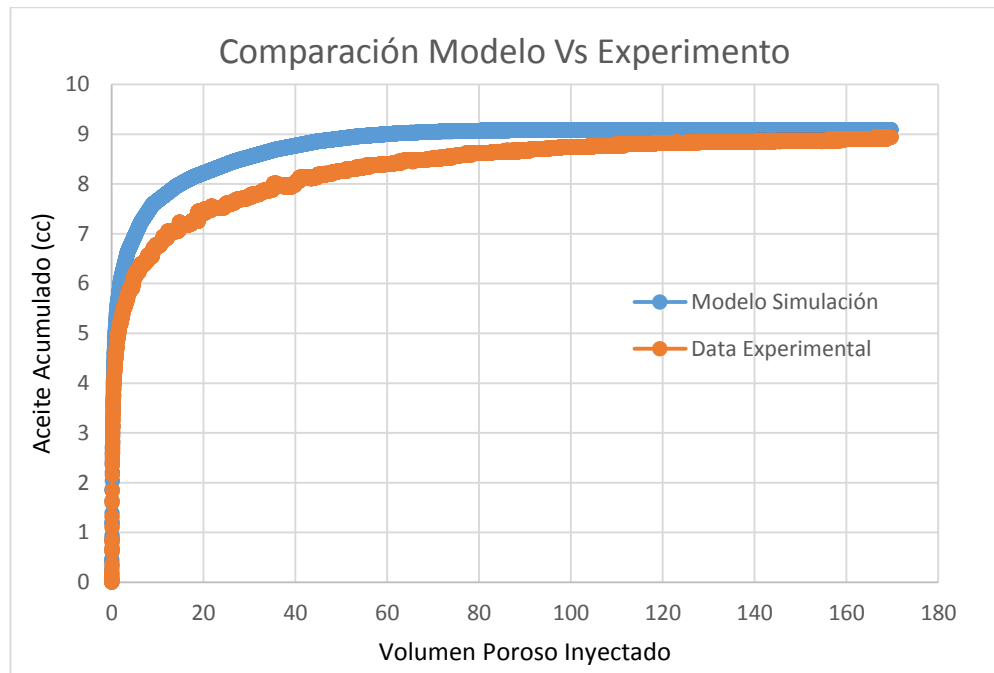
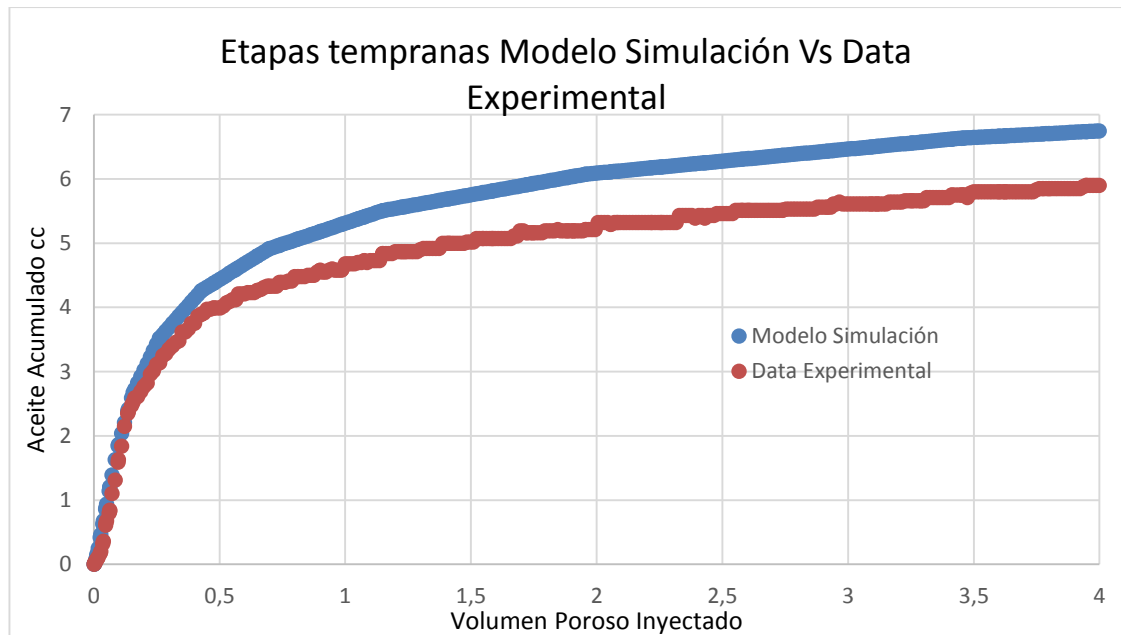


Figura 39. Comparación data experimental Vs modelo de simulación en etapas tempranas de la inyección.



En cuanto al agua producida, el interés principal es conseguir ajustar el tiempo de ruptura, con el fin de representar las velocidades de inyección que se dieron dentro del medio. El tiempo de ruptura presenta un desfase de 15.6 segundos, en el cual para el modelo de simulación, la ruptura ocurre primero que en el modelo experimental, como se observa en la Figura 40 por lo tanto, se debe pensar además de usar como función objetivo junto con la producción acumulada de aceite, la producción ajustada de agua.

Figura 40. Comparación de la producción acumulada de agua, Modelo base vs Experimento.

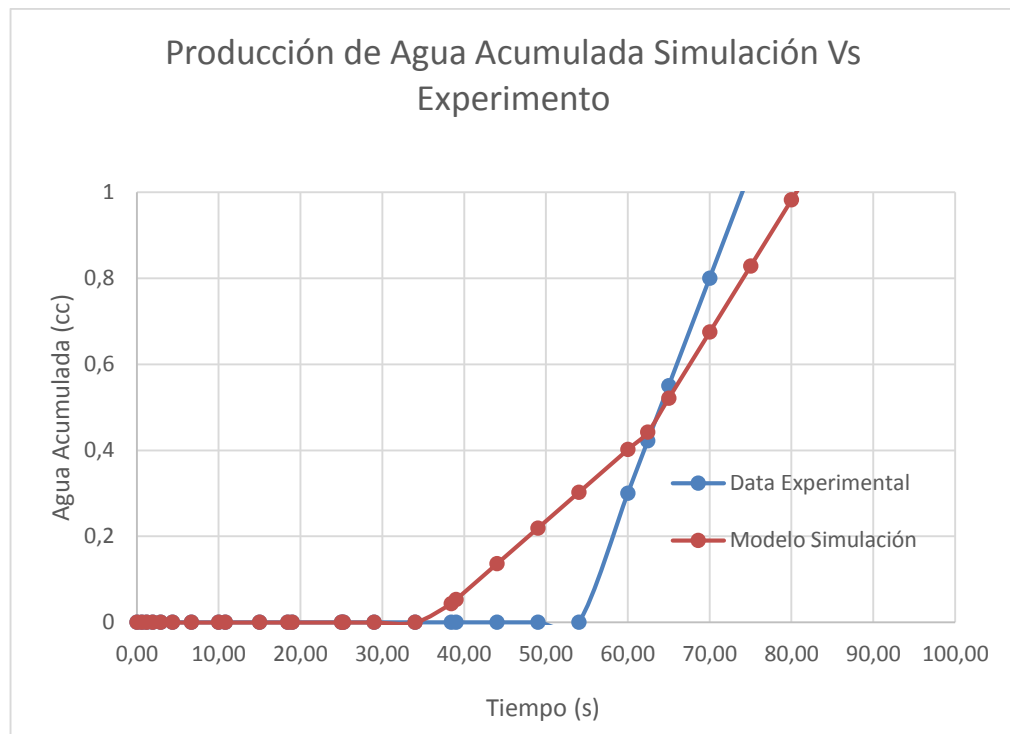
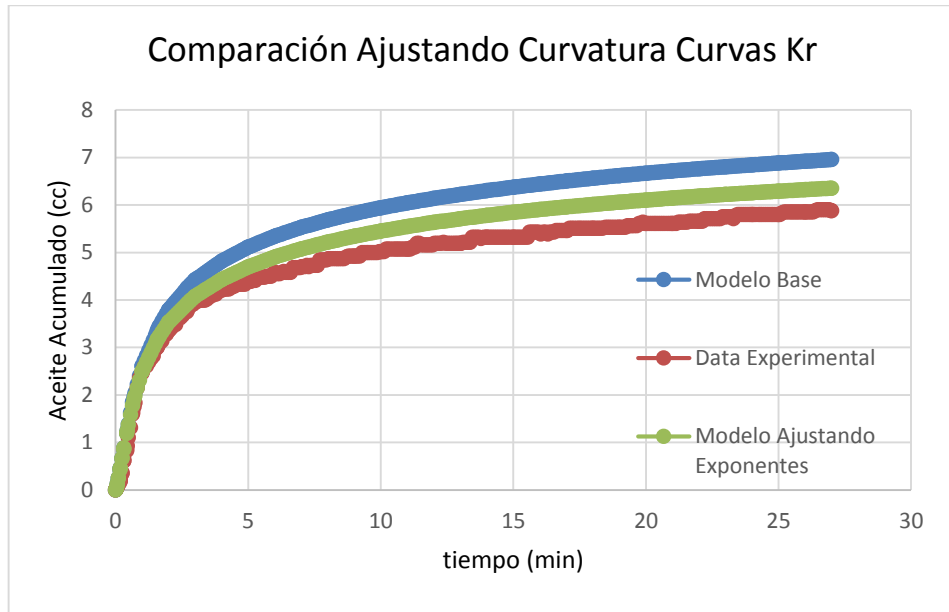


Figura 41. Comparación de los modelos ajustando únicamente la curvatura de las curvas de permeabilidad relativa.



Se seleccionó el caso que presentara una variación relativamente pequeña al mismo tiempo en todos los parámetros variados, en vez de la variación de un solo parámetro de manera más acentuada. Esto se hizo debido a que existe cierta confiabilidad en los parámetros alterados, al ser obtenidos de manera experimental. Este modelo presentó un error global en la función objetivo (la cual comprende el acumulado de aceite producido y acumulado de agua producida) del 2.064%. A continuación en la Figura 42 se presenta el ajuste alcanzado, comparando la información experimental y el modelo ajustado, así mismo, en la Tabla 13 se presenta el cambio realizado en los parámetros que llevaron al ajuste satisfactorio del modelo.

Figura 42. Comparación del modelo de simulación ajustado y los resultados experimentales, con un error del 2%.

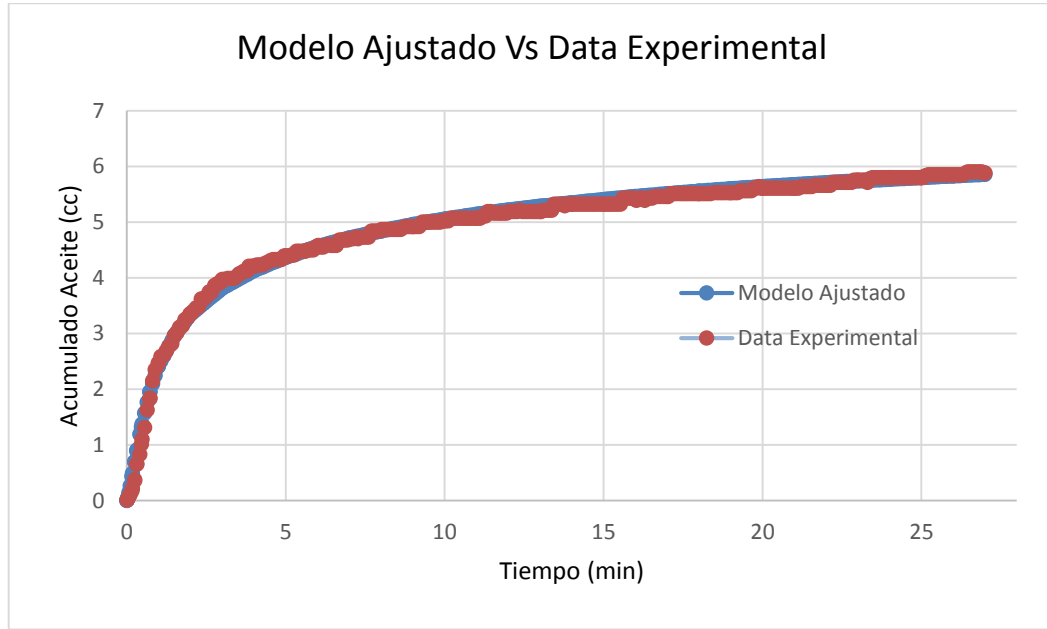


Tabla 13. Propiedades variadas del modelo de simulación base, y su nuevo valor en el modelo ajustado.

Parámetro	Modelo Base	Modelo Ajustado
Saturación crítica de agua	16.63 %	16.45 %
Saturación de aceite irreducible	39.47 %	39.05 %
Porosidad	23.86 %	21.81 %
Longitud	7.59 cm	7.453 cm
Exponente para cálculo de Kro (no)	-	4
Exponente para cálculo de Krw (nw)	-	1
Punto de corte curvas de permeabilidad relativa.	-	0.359

Es de resaltar que según las curvas de permeabilidad obtenidas mediante la prueba de desplazamiento y las obtenidas en el modelo ajustado, la roca presenta una preferencia a ser mojada por aceite, como se puede deducir de la Figura 44.

Si bien los resultados muestran un ajuste casi total para la producción de aceite, y para la producción del agua un ajuste con un error del 2%, el tiempo de ruptura se mantuvo para para los casos óptimos, en un valor de un 34.28% del tiempo real. Esto significa, que la velocidad del fluido desplazante dentro del modelo de simulación, es aproximadamente 3 veces mayor a lo que ocurre verdaderamente en el modelo, por este motivo se decide dejar el modelo base con las propiedades calculadas, y las predicciones que se realicen en cuanto tiempos de ruptura y velocidades, se harán teniendo en cuenta esta proporcionalidad entre los modelos.

3.5. ESCENARIO ÓPTIMO DE INYECCIÓN

El escenario óptimo de inyección será aquel que presente una velocidad media del fluido desplazante de aproximadamente 1 pie por día, el cual representa un valor promedio de la velocidad de desplazamiento dentro de un yacimiento sometido a un esquema de inyección de agua/polímero. Por lo tanto, se plantearon diferentes escenarios de inyección con el fin de encontrar una tasa de inyección (inicialmente de agua) que representara dicha velocidad dentro del modelo de simulación ajustado. Se tuvo en cuenta que la velocidad obtenida en el modelo de simulación, era un 34% mayor a la velocidad real esperada en el experimento.

El escenario que obtuvo un valor de un pie por día, fue aquel en el cual la tasa de inyección seleccionada fue de 0.015 cc/min, en la Tabla 14 se muestran los detalles de la prueba, además se explica la obtención de dicho valor de velocidad.

Tabla 14. Escenario de simulación presentando una velocidad optima de inyección de agua.

CASO ÓPTIMO	Valor	Unidad
Caudal de inyección de agua	0.015	cc/min
Volúmenes porosos inyectados	3	Vp
Tiempo de inyección	4020	min
Resultados		
Aceite acumulado producido	5.7	cc
Tiempo de ruptura	120	min
Velocidad Simulación	2.93	pie/día
Velocidad Estimada Real	1.004	pie/día

La velocidad del fluido inyectado se calcula mediante la ecuación 15 conociendo la longitud del medio, y conociendo el tiempo en el que comienza la producción de agua, debido a que, en el momento de los desplazamientos, las muestras se encuentran en saturación de agua critica.

$$\text{Velocidad} \left(\frac{\text{pie}}{\text{día}} \right) = \frac{\text{Longitud (cm)}}{\text{Tiempo de ruptura (min)}} * 47.24 * 34.28\% \quad (15)$$

Donde, 47.24 es el factor de conversión de cm/min a pie/día. Y 34.38 es la proporción entre el modelo de simulación y el modelo real, para el tiempo de ruptura y la velocidad.

El cálculo para la velocidad estimada real fue el siguiente.

$$\text{Velocidad} \left(\frac{\text{pie}}{\text{día}} \right) = \frac{7.453}{120} * 47.24 * 34.28\% = \mathbf{1.004} \left(\frac{\text{pie}}{\text{día}} \right)$$

La suposición del modelo proporcional de velocidad mostro ser correcta al comparar la información de dos pruebas de desplazamiento con agua, a dos diferentes tazas, con el respectivo caso base de simulación a la tasa inyectada, para las cuales, según los resultados, se mantuvo la proporcionalidad del modelo en cuanto al tiempo de ruptura y consecuentemente la velocidad del agua en el medio. En la Tabla 15 se muestra la comparación base entre modelo de simulación ajustado y resultados experimentales que permitió establecer la relación de proporcionalidad en cuanto a tiempos de ruptura y velocidades anteriormente mencionadas (inyección de agua a una tasa de 3 cc/min). Además, se muestran las dos pruebas que permitieron verificar la suposición realizada.

Tabla 15. Comparación entre modelo de simulación y tres casos experimentales a diferentes tasas de inyección de agua.

Caso	Caudal de inyección (cc/min)		
	3	0.015	0.009
Tiempo de ruptura			
Simulación	0.31	120	180
Experimento	0.9	352	500
Relación	34%	34%	36%
Velocidad del agua (ft/día)			
Simulación	1135	2.93	1.95
Experimento	398	1.02	0.59
Relación	35%	34%	36%

Siendo para el tiempo de ruptura la relación calculada de la siguiente manera:

$$\text{Relación} = \frac{T_{RS}}{T_{RE}} \quad (16)$$

Esto quiere decir que por ejemplo para el caso de 0.015 cc/min el tiempo de ruptura del modelo representara el 30 % del tiempo de ruptura real.

Para la proporcionalidad de la velocidad la relación es calculada así;

$$\text{Relación} = \frac{V_E}{V_S} \quad (17)$$

En donde para el caso de 0.015 cc/min, una relación de 33% implica que la velocidad del agua dentro del medio, es un 33% (o 3 veces mayor) para el modelo de simulación, con respecto al modelo físico (real).

3.6. MODELO ANALÍTICO

El modelo analítico permitirá establecer un valor de concentración óptima de polímero, el cual será validado posteriormente mediante simulación.

En la Figura 43 se presenta la curva de movilidad relativa creada a partir de la prueba de permeabilidades relativa para la muestra Berea BTR-GRM-01 (Figura 44). Curva utilizada en la determinación de la concentración optima de polímero necesaria para llevar la relación de movilidades a un valor aproximadamente menor a 1, mediante el método analítico propuesto por Gogarty (1970).

Figura 43. Curva de movilidad relativa obtenida para el modelo base de simulación.

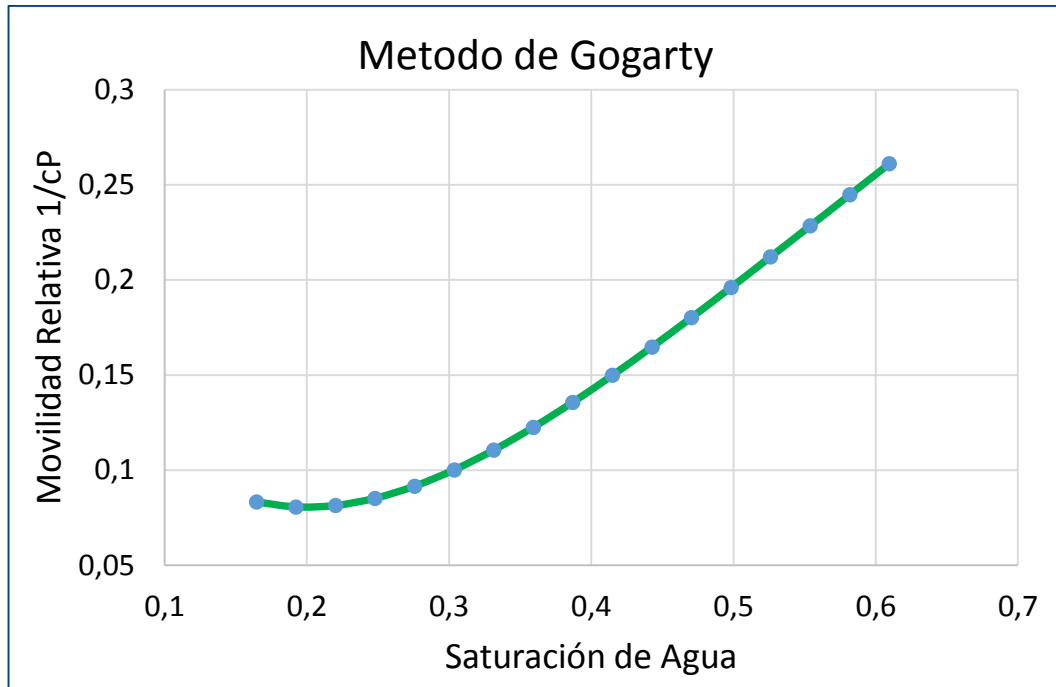
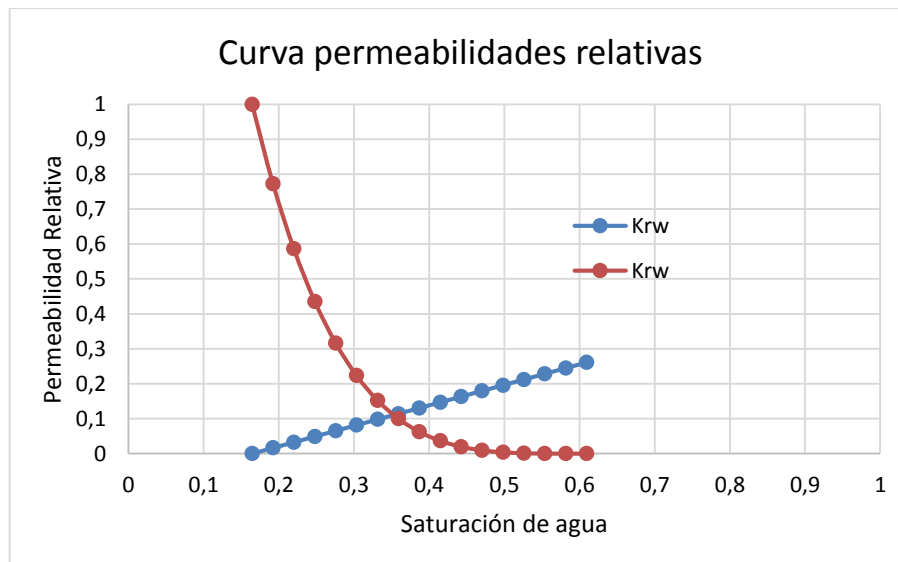


Figura 44. Curva de permeabilidades relativas obtenidas para el modelo base de simulación ajustado. (BTC-GRM-01).



Cabe resaltar que, para determinar la concentración del polímero mediante los métodos analíticos, también se evaluó el método de saturación de aceite

normalizada propuesto por Sheng (2015), sin embargo los valores de concentración obtenidos mediante este modelo, fueron menores a los calculados con el método de Gogarty (1970), por lo tanto con el fin de obtener el mejor desempeño del polímero, se decidió trabajar con la concentración más alta obtenida mediante dichos modelos.

A partir de la curva de movilidad relativa, se determina un valor de movilidad relativa mínimo $\lambda_r=0.0833$ valor utilizado en el cálculo de la viscosidad, de la siguiente manera;

$$\mu_p = \frac{k_{rw}}{\lambda_r} = \frac{0.261}{0.0833}$$
$$\mu_p = 3.14 \text{ cP}$$

Habiendo obtenido dicho valor, se hace uso de la curva reológica (la cual es introducida en el capítulo 4, Figura 58) para el polímero empleado, obteniendo una concentración de 920 ppm para la viscosidad encontrada.

3.7. TAMAÑO DEL BACHE DEL POLÍMERO

La determinación de la cantidad de polímero a utilizar, fue basada en los valores propuestos por Sheng (2015), el cual expresa la cantidad de polímero como el producto de la concentración de polímero (en ppm) y el tamaño del bache de polímero (en volúmenes porosos).

La determinación de la cantidad de polímero a utilizar, fue basada en los valores propuestos por Sheng (2015). Manejando un tamaño de bache óptimo entre 200-450 (ppm*VP). Se decidió trabajar con el valor mayor de tamaño de bache de polímero el cual para nuestro caso significa usar baches de 40% del volumen poroso.

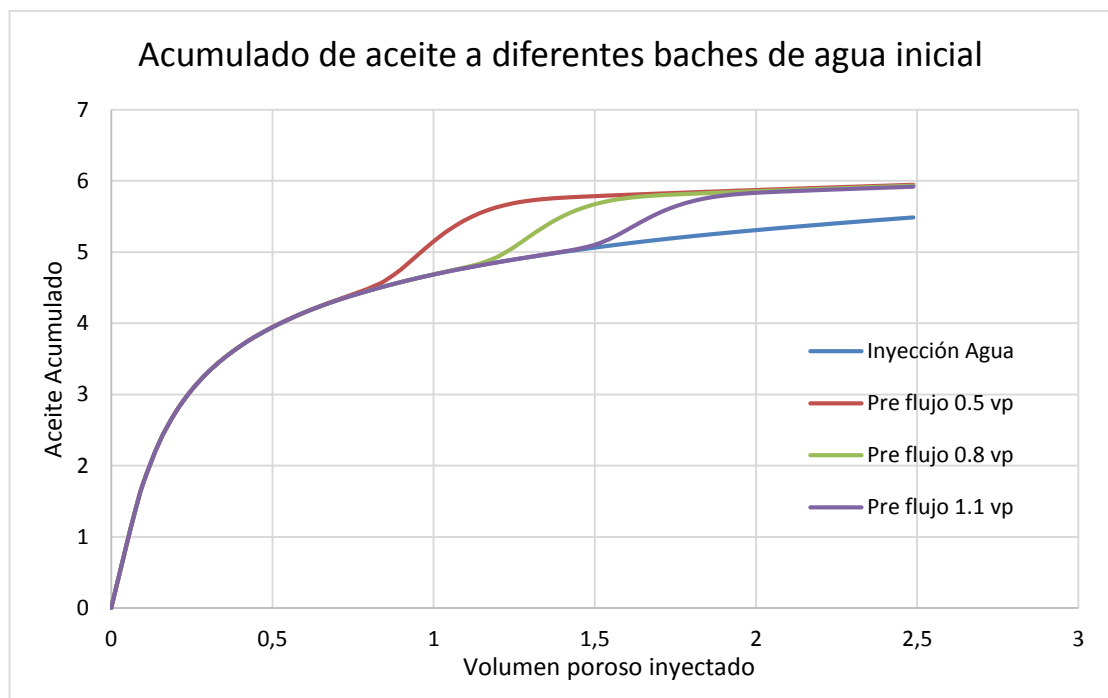
3.8. DETERMINACIÓN DE ESQUEMAS ÓPTIMOS DE DESPLAZAMIENTO

El esquema de inyección de polímeros obtenido mediante la simulación, deberá especificar; volúmenes porosos de agua inyectado de pre flujo de agua, volumen poroso de polímero y volumen poroso de agua de post flujo, además de la concentración del polímero. Para llegar a esto, se deben tener en cuenta las propiedades de la roca sobre la que se realizara el desplazamiento, donde algunas de las más influyentes en el diseño, son el volumen de fluido desplazable en el medio poroso, y las curvas de permeabilidades relativa, con el fin de asegurar que, al momento de inyectar el polímero, la saturación de aceite se encuentre dentro del estimado en el rango de aplicación de esta técnica.

Se decidió realizar una inyección de polímeros temprana, es decir utilizando baches de agua de pre flujo de 0.5 volúmenes porosos, debido a las siguientes razones; (1) según la simulación (en la Figura 45 se evidencia que al inyectar el polímero para diferentes baches de agua de pre flujo, no hay variación del acumulado de aceite producido en estos tres diferentes casos estudiados) el momento en el cual se inyecta el polímero no juega un papel fundamental en el valor del factor de recobro incremental (siempre y cuando se haga después de ruptura, con el fin de tener un punto de comparación), (2) La naturaleza particular de nuestras muestras (las cuales presentan una permeabilidad relativa muy alta para el aceite, y baja para el agua, además de una preferencia a ser mojadas por aceite) para etapas tempranas de producción tempranas, estas han producido una gran cantidad del aceite móvil, dejando para el polímero poco fluido por desplazar, (3) la ruptura del agua en el pozo productor calculada para el modelo base ocurre alrededor de 0.3 volúmenes porosos inyectados, y debido que la idea con la inyección de polímeros es no permitir un aumento significativo en el corte de agua, y disminuir la producción de la misma, es allí cuando se debe inyectar el polímero.

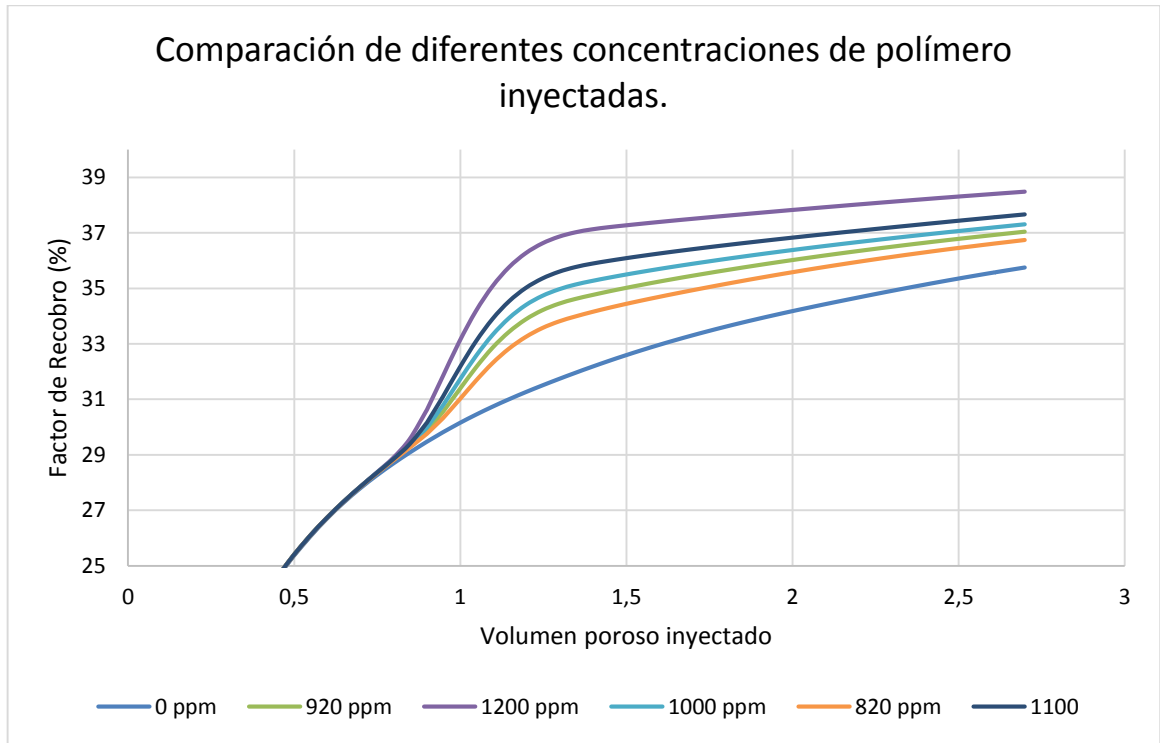
Los resultados del modelo analítico en cuanto a la cantidad de polímero a utilizar, establecen un punto de partida para determinar el protocolo de inyección de polímeros, sin embargo, al utilizar una concentración de 920 ppm no se obtuvo el aumento significativo en el factor de recobro. Por lo tanto, se evaluaron valores de concentraciones mayores, teniendo como limite la cantidad máxima de polímero inyectado mencionada por la literatura Sheng (2015) de hasta 450 ppm*VP. Debido a este valor, la concentración máxima evaluada fue de 1200 ppm.

Figura 45. Comparación de acumulado de aceite para diferentes volúmenes de agua inyectada como pre flujo. A una misma concentración de polímero.



En la Figura 46 se muestra la sensibilidad realizada a la concentración de polímero inyectada, mostrando que como es de esperar, para una mayor concentración de este, se obtenga un valor mayor del factor de recobro. El valor de 920 ppm, presenta un aumento en el factor de recobro de menos del 2%, por este motivo se decidió usar la máxima concentración evaluada, para llegar a un 4% del factor incremental.

Figura 46. Sensibilidad a la concentración del polímero, en función del factor de recobro incremental para el caso base ajustado.



A continuación, se describe el protocolo obtenido como óptimo para la inyección de polímeros usando el modelo de simulación ajustado (Figura 47). La predicción para el esquema de inyección se muestra en la Figura 49, Figura 50 y Figura 51.

Figura 47. Protocolo de inyección de polímero.



Figura 48. Predicción del aceite acumulado para el esquema de inyección de polímeros respecto al caso base de simulación

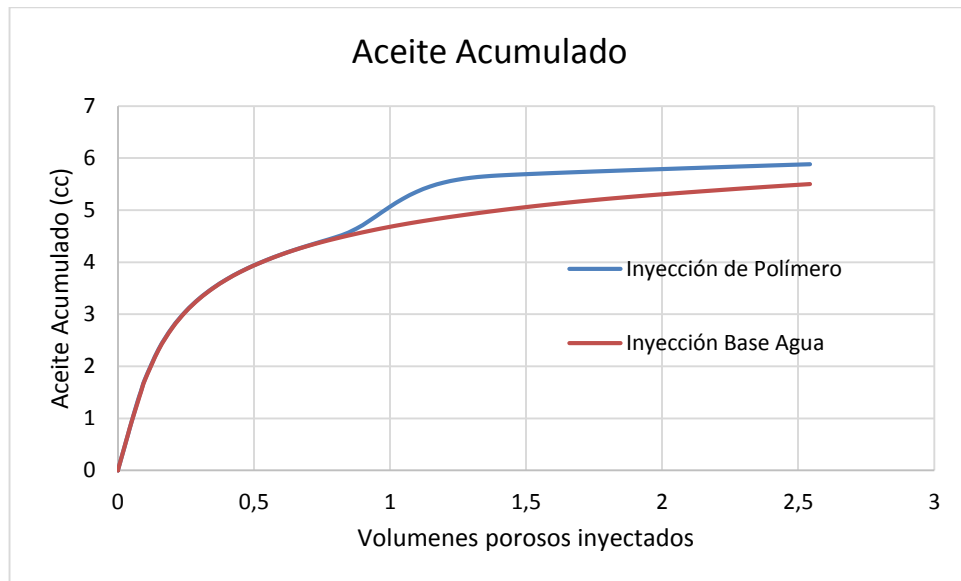


Figura 49. Predicción Factor de recobro para el esquema de inyección de polímeros respecto al caso base de simulación.

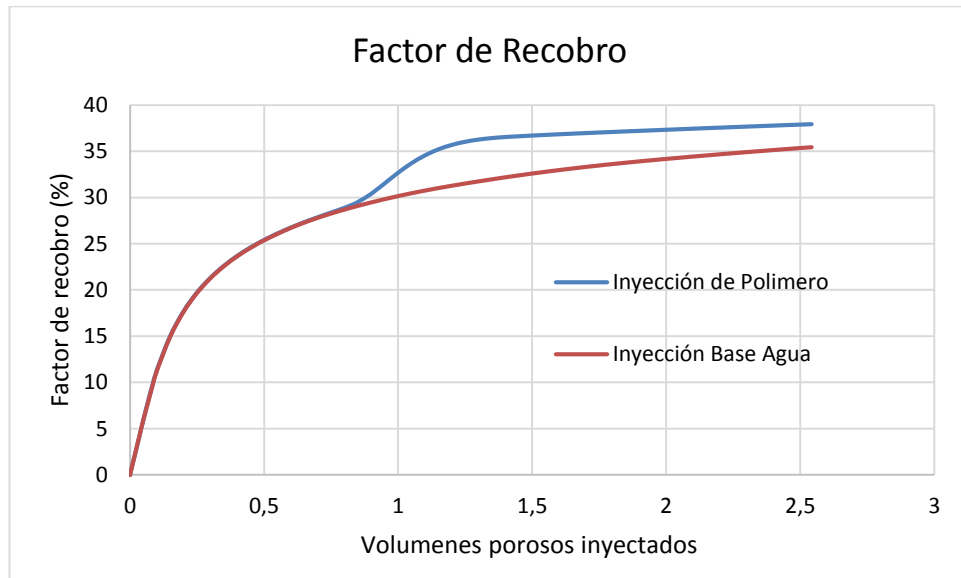
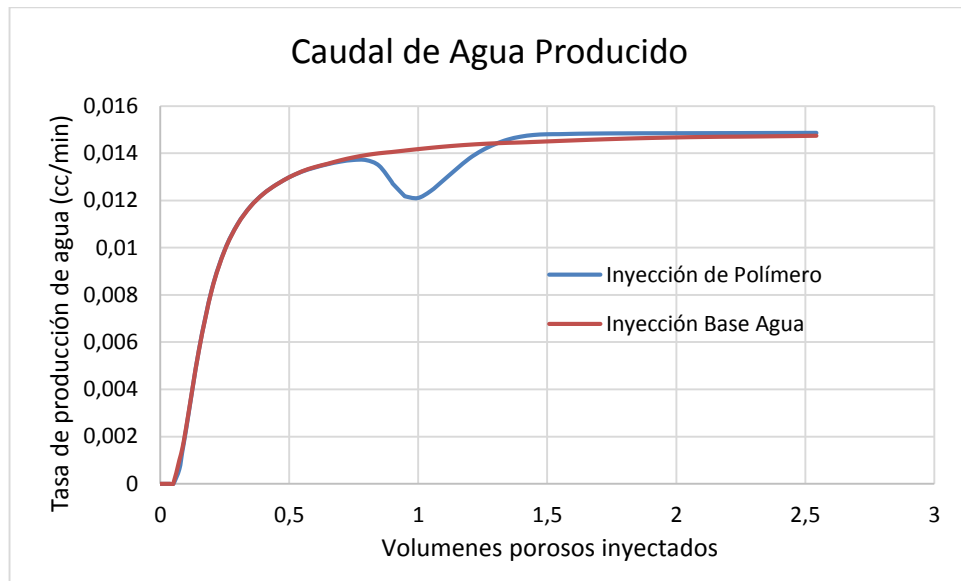


Figura 50. Predicción la disminución en la tasa de agua producida para el esquema de inyección de polímeros respecto al caso base de simulación.



3.9. VALIDACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Con el fin de validar el modelo de simulación, se compara la predicción obtenida, con los resultados de la prueba de desplazamiento en laboratorio. Mediante esta comparación se permitirá decir cuáles son las variables del modelo que se deberían variar para realizar una predicción acertada en una muestra diferente a la muestra utilizada para crear el caso base.

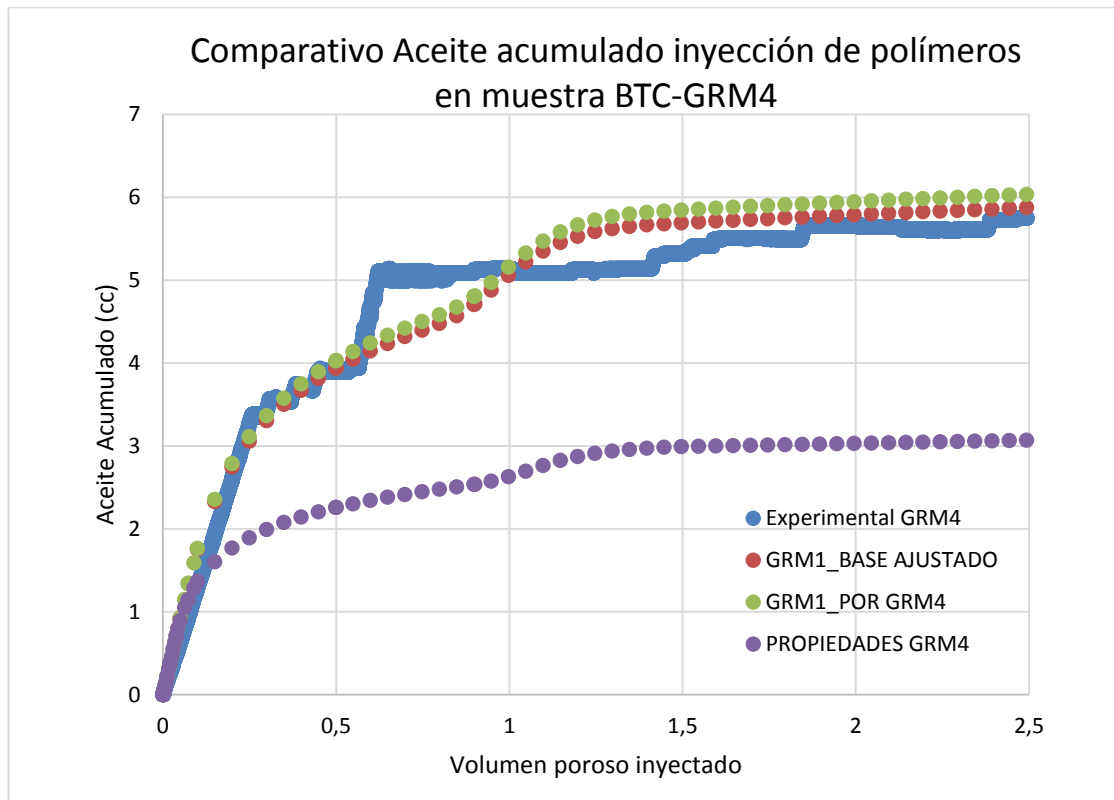
Según la comparación realizada para la prueba de inyección de polímeros en la muestra BTC-GRM-04, se puede decir que el modelo de simulación base ajustado para la muestra BTC-GRM-01, se puede usar como un modelo de predicción, ya que demuestra un comportamiento y además valores muy cercanos a los obtenidos en esta prueba. Si se quisiera utilizar las propiedades de la prueba sobre la cual se hará un desplazamiento futuro, la única información que se permitiría introducir sería el valor de porosidad principalmente, y si se tienen los endpoints de la muestra, sin embargo debido a que para nuestro trabajo no se cuenta con estos endpoints,

únicamente con la saturación de agua crítica, si se introduce este valor y se sigue trabajando con el mismo endpoint de saturación de aceite residual, dependerá mucho de la similitud de las muestras, ya que al variar el valor de saturación de agua crítica, y dejando fijo el valor para la saturación de aceite residual, se estaría aumentando o disminuyendo la cantidad de aceite móvil, y por lo tanto no se llegaría a un ajuste óptimo en cuanto al valor de aceite acumulado producido.

Se debe resaltar que es posible coincidencia el hecho de que para esta prueba el ajuste utilizando el modelo basado en la muestra BTC-GRM-01, se dio de una manera aceptable en cuanto al valor acumulado de petróleo, debido que la cantidad de fluido móvil para estas dos muestras (BTC-GRM-01 y BTC-GRM-04) puede ser parecida, sin embargo, no quiere decir que se ajuste para todas las muestras de nuestro estudio. i.e Para la roca BTC-GRM-01 el Swir es 16% y el Sor 40% entonces el aceite móvil es 44%, para la muestra BTC-GRM-04 se reporta un valor de Swir de 40% aproximadamente, si la cantidad de fluido móvil (fluido producido en la prueba y en la simulación) fue aproximadamente el mismo, en este orden de ideas esto permitiría suponer que la roca BTC-GRM-04 debería tener un Sor de 16%. Sin embargo, debido a que la prueba no se realiza hasta llegar a un valor de saturación de agua máxima, no se podrá conocer el valor con seguridad.

A continuación en la Figura 51 se muestra la predicción realizada sobre el modelo base ajustado para la muestra BTC-GRM-01 comparado con diferentes casos en los que se varían las propiedades del modelo, a las de la roca en la cual se realizó la inyección de polímeros para este escenario.

Figura 51. Predicción realizada para la inyección de polímeros, comparada con el caso experimental.



**El caso “GRM1_BASE AJUSTADO” es el caso base ajustado encontrado en el ajuste histórico anterior.

**El caso “GRM1_POR GRM4” es el caso base, cambiando únicamente la porosidad y las dimensiones del medio por aquellas de la roca usada en el experimento.

**El caso “PROPIEDADES GRM4” es el caso base, cambiando la porosidad, la longitud y las curvas de permeabilidad relativas (creadas para el valor de saturación de agua crítica) de la muestra usada en el experimento BTC-GRM-04)”

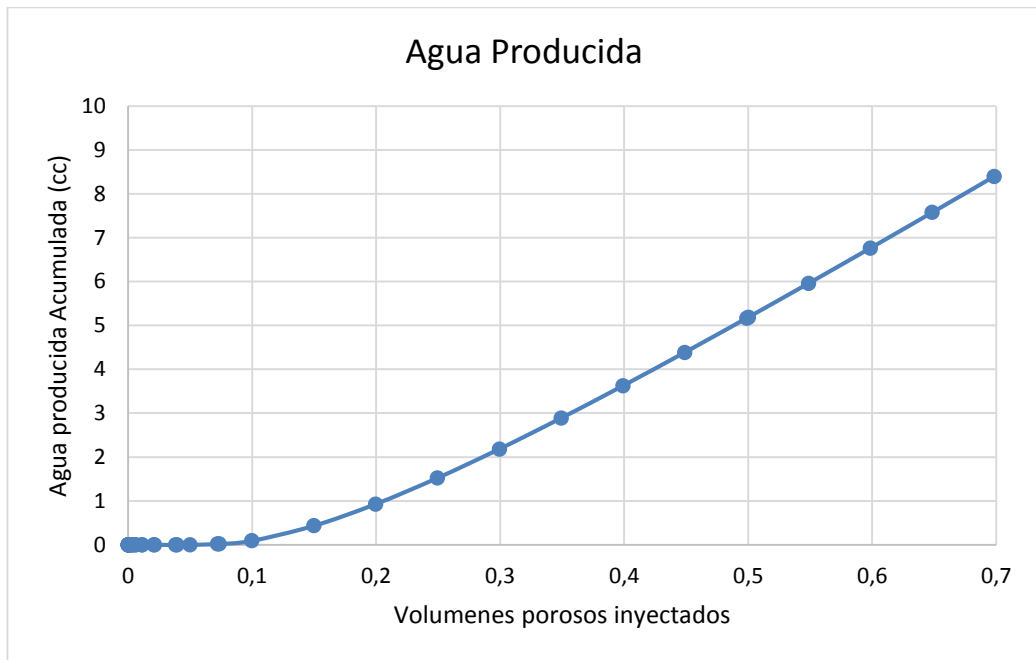
En la figura anterior se puede apreciar que al cambiar únicamente la porosidad y la longitud del modelo, no existe una variación importante en el ajuste, esto se debe a que las características físicas de las rocas empleadas para nuestros estudios son muy similares, las variables que verdaderamente representarían un cambio en el

ajuste, serian aquellas capaces de cambiar de una manera relativamente grande entre una roca y otra, y estas son propiedades más específicas como la interacción roca-fluido y los valores de saturaciones iniciales de los fluidos. Por lo tanto, a no ser que se cuente con dicha información, no debería cambiarse el modelo base de simulación.

3.9.1. Validación del tiempo de ruptura y velocidad del fluido. El tiempo de ruptura estimado en la prueba experimental mostró concordancia con el modelo de simulación, en la misma proporción que se había estimado de aproximadamente un 34% para dicho parámetro. Lo cual permite decir, que si bien el valor de aceite no representa un ajuste mejor, por las razones que se dieron anteriormente, el modelo ajustado es una buena representación de lo que ocurre con el movimiento de los fluidos dentro de nuestro grupo de rocas Bereas.

Específicamente para esta validación, el tiempo de ruptura estimado para la prueba, ocurrió a los 0.3 volúmenes porosos inyectados, mientras que en el modelo de simulación ocurrió aproximadamente a 0.1 volumen poroso inyectado, como se puede observar en la Figura 52. Lo cual equivale a 0.294 volúmenes porosos inyectados según la relación encontrada para el modelo base.

Figura 52. Agua producida para el modelo de simulación de la prueba de inyección de polímeros para la muestra BTC-GRM-04.



4. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO LINEAL

Las pruebas de desplazamiento permiten representar las condiciones dinámicas de flujo que suceden en la producción o en la inyección de fluidos de cualquier yacimiento en el medio poroso. Con estas pruebas se pueden realizar desde evaluaciones de proyectos EOR hasta estudios de daño a la formación o análisis de compatibilidad de distintos fluidos.

En esta tesis se usaron las pruebas de desplazamiento para analizar el desplazamiento de un crudo con una solución polimérica, de manera que se estudiaron los incrementales de aceite por causa de este proceso y se evaluaron diferentes escenarios de inyección. Además, se pudo definir una metodología para realizar estas pruebas en el equipo para medición de permeabilidades relativas Vinci RPS 700.

En este capítulo se hace una breve descripción del equipo usado, se presentan las propiedades de los medios porosos usados, al igual que los fluidos usados y su metodología de preparación. Además, se definen los protocolos de inyección de las pruebas, el procedimiento para su realización y finalmente el análisis de los resultados obtenidos.

4.1. EQUIPO USADO PARA LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO LINEAL

Para las pruebas de desplazamiento se usó el equipo de permeabilidad relativa RPS700 marca Vinci Technologies, el cual se encuentra en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación en el Parque Tecnológico de Guatiguará. Este equipo está diseñado para realizar pruebas de permeabilidad

relativa en estado estable e inestable, así como daño a la formación donde se evalúa la interacción roca-fluido. La Figura 53 muestra la apariencia general del equipo, el cual está compuesto por:

- 1 Core Holder
- 2 Hornos
- Bombas de desplazamiento positivo Vinci (3 para agua - 3 para aceite - 2 para gas - 1 para confinamiento – 1 de contrapresión)
- Separador bifásico
- Back pressure
- Medidores de diferencial de presión
- Sistema de control
- Sistema de cámaras y control de interfase

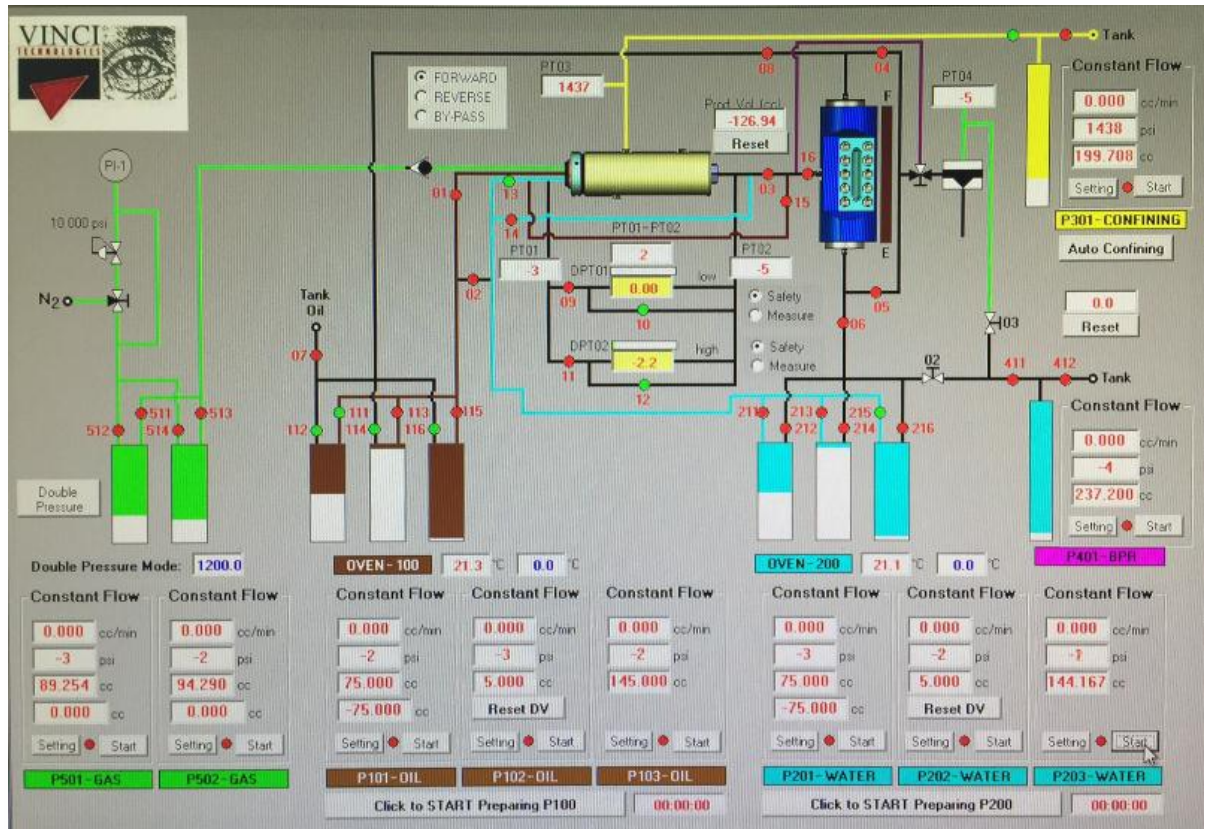
Figura 53. Equipo de permeabilidad relativa Vinci RPS700



El sistema de control del equipo es el software Appli Lab (Figura 54), el cual permite la operación automática, controlando componentes claves como válvulas, bombas, control de interfase, cámaras, controladores de presión y registro cronológico de los datos de la prueba. Este software guarda información de la prueba cada 5 segundos

y muestra las condiciones de presión, temperatura y caudal en pantalla, de manera que el operador puede modificar y controlar las condiciones en tiempo real.

Figura 54. Diagrama de los componentes del equipo mostrado por el software Appli Lab



Core Holder

El core holder que utiliza el equipo de desplazamiento es de tipo hidrostático y es utilizado para realizar pruebas de permeabilidad para gas y liquido además de experimentos de invasión de agua. Cabe destacar que su diseño permite monitorear la caída de presión a lo largo de la muestra durante las pruebas de flujo.

En la parte izquierda posee cuatro entradas, una de ellas es para el diferencial de presión, mientras que las otras tres son para el flujo de agua, gas y aceite respectivamente. Para los desplazamientos de esta tesis, la entrada de gas se usó para el ingresar la solución polimérica al core holder. El core holder se encuentra

dentro de un horno que puede operar hasta 150 °C. La figura Figura 55 se presenta el core holder del equipo.

Figura 55. Core Holder del equipo Vinci RPS700



Separador bifásico y control de interfase

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 el software registran automáticamente las alturas de las interfases agua/aceite para cuantificar los volúmenes producidos.

Bombas de desplazamiento positivo

Permiten desplazar los fluidos (agua, aceite y gas) a los caudales y presiones requeridos. Pueden operar en caudales desde 0.001 cc/min hasta 50 cc/min y en presiones de hasta 10000 psi. El principio de operación les permite desplazar un pistón dentro del contenedor de los fluidos (capacidad máxima de 150 cc) a una velocidad relacionada con el caudal especificado. Para esta tesis fue necesario usar un sistema adicional para contener la solución polimérica y emplear las bombas de gas para el desplazamiento de la misma. Este sistema se muestra en la Figura 56.

Figura 56. Contenedor adicional para la solución polimérica



4.2. MEDIOS POROSOS Y FLUIDOS USADOS EN LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO LINEAL

En el capítulo 2 se mostró que los medios porosos contruidos con la metodología propuesta presentaban problemas de heterogeneidad, pues la densidad y porosidad cambiaba en la longitud del plug. Este fenómeno impidió su uso para en el desarrollo de las pruebas, pues no es común encontrar heterogeneidad en el sentido de flujo en distancias tan pequeñas (7.6 cm), por tal razón se decidió usar muestras de Bereas, que se describen más adelante, para la realización de las pruebas.

Esta tesis pretendía analizar el desplazamiento para un crudo en específico. Con las partes interesadas en el proyecto (ECOPETROL-ICP y Grupo de Investigación de Recobro Mejorado) se definió un campo colombiano en el cual se está implementando un piloto de inyección de polímeros y ya se habían hecho estudios para definir el polímero más adecuado para las condiciones del campo. Por lo

anterior, los fluidos usados (salmuera, polímero y aceite) y las muestras de Berea tienen las propiedades de dicho campo.

4.2.1. Medios porosos usados. Teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad) del campo colombiano en estudio, las cuales no se mencionan directamente por razones de confidencialidad, se seleccionaron las muestras de Berea para realizar las pruebas de desplazamiento. Se decidió usar muestras de Berea por la homogeneidad y pureza que presentan. A las muestras seleccionadas se les midieron sus propiedades petrofísicas de acuerdo a la norma API RP 40 en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos del Parque Tecnológico Guatiguará. Estas propiedades se resumen en la Tabla 16

Tabla 16. Propiedades de las muestras de Berea usadas en los desplazamientos

Propiedades de las muestras de Berea usadas					
Muestra	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Peso (g)	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)
BTC-GRM-04	7.59	3.75	169.74	477.73	24.6
BTC-GRM-07	7.61	3.76	170.14	490.95	24.65
BTC-GRM-09	7.6	3.76	170.13	488.15	24.75
B23-474	5.70	3.80	139.70	172.0	18.26

Estas muestras se seleccionaron porque además de cumplir con las propiedades petrofísicas objetivo, no presentaban fracturas o fisuras y estaban bien consolidadas. Para cada una de las muestras se definieron protocolos de inyección diferentes, ya que se evaluaron diferentes condiciones operacionales. Estos protocolos se presentan y se analizan más adelante.

4.2.2. Salmuera sintética. Para simular las condiciones de prueba los núcleos seleccionados debían ser saturados inicialmente con la salmuera del campo en estudio. Las propiedades fisicoquímicas del agua de formación se presentan en la Tabla 17.

Para esta tesis se decidió trabajar con una salmuera sintética que representará la fisicoquímica del campo, pues estas salmueras se pueden preparar en las cantidades necesarias en el laboratorio de análisis petrofísicos y se garantiza que no tengan sólidos que puedan taponar las líneas del equipo de desplazamiento. Haciendo uso de la información de la Tabla 17 se hizo la formulación (Tabla 18) para preparar la salmuera sintética, siguiendo el procedimiento que se presenta a continuación.

Tabla 17. Propiedades del agua de formación del campo en estudio.

Propiedades del agua de formación del campo		
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
H₂S	mg/L	0,2
CO₂	mg/L	180

HCO₃⁻	mg/L	1403
SO₄⁼	mg/L	4
Cl⁻	mg/L	4715
Conductividad	mS/cm @ 25°C	14,520

Tabla 18. Formulación para preparar la salmuera sintética.

Formulación salmuera sintética	
Compuesto	Concentración (mg/L)
NaCl	5493
KCl	150
CaCl₂.2H₂O	1665
MgCl₂.6H₂O	495

Procedimiento para preparar la salmuera sintética.

El procedimiento que se presenta aquí es para la preparación de 10 litros de salmuera sintética:

Compuestos y materiales

- Cloruro de Sodio (NaCl)
- Cloruro de Potasio (KCl)
- Cloruro de Calcio Dihidratado (CaCl₂ 2H₂O)
- Cloruro de Magnesio Hexahidratado (MgCl₂ 6H₂O)
- Agua destilada
- 1 Matraz aforado 1000 mL
- 1 Probeta 1000 mL
- 4 vasos de precipitados 50 mL
- 4 espátulas
- Balanza analítica
- Conductímetro

Tabla 19. Cantidad en peso de sales utilizadas para la preparación de la salmuera

Peso de las sales para preparar 10 litros de salmuera sintética	
Reactivo	Cantidad
NaCl	54,93 g/L
KCl	1,50 g/L
CaCl₂ 2H₂O	16,65 g/L
MgCl₂ 6H₂O	4,95 g/L

1. Utilizar la balanza analítica para pesar la cantidad de cada reactivo de la Tabla 19 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.
3. Agregar agua destilada hasta el 70% de la parte aforada del matraz, para una mejor agitación.
4. Agitar en círculos hasta asegurarse que la sustancia esté totalmente disuelta. Continuar llenando hasta la marca en el cuello del matraz, que indica 1 litro.
5. Agregar la solución al recipiente de almacenamiento.
6. Enjuagar el matraz con agua destilada, para asegurar la completa limpieza de éste y evitar pérdida de salmuera, midiendo nuevamente la totalidad de su volumen (1 litro). Agregar la solución al recipiente de almacenamiento.
7. Completar 10 litros midiendo con una probeta la cantidad restante de agua destilada. Agitar cada dos litros agregados.
8. Medir la conductividad de la salmuera.
9. Verificar que la salmuera haya quedado bien preparada mediante la gráfica resistividad de soluciones NaCl, presentada en el anexo B, 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, para este caso debe ser 7000 ppm.

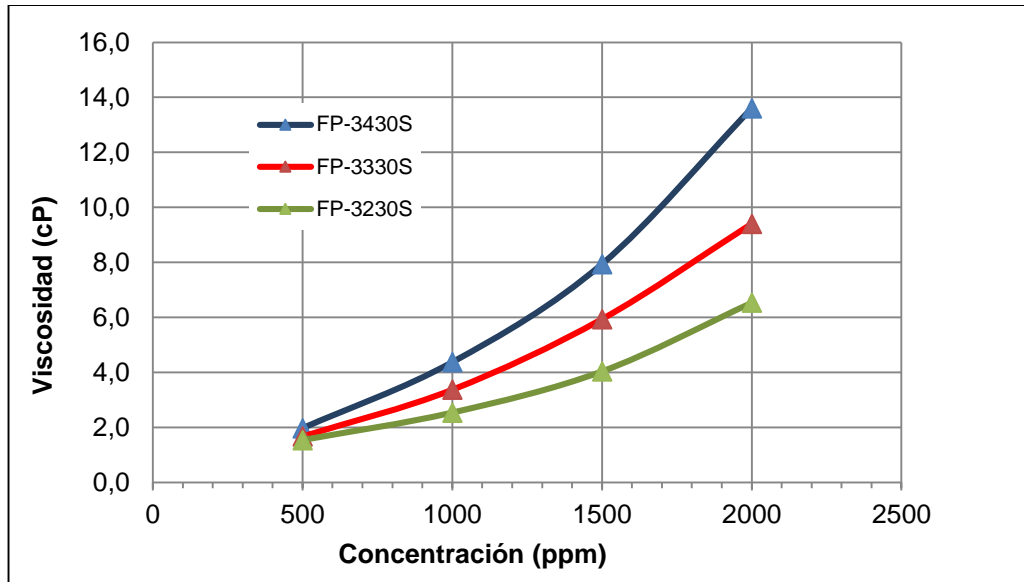
10. Rotular el recipiente de almacenamiento con el nombre de la salmuera y la fecha de preparación. Se recomienda usar esta salmuera por un periodo inferior tres semanas.

La salmuera sintética debe estar disponible siempre que se vaya a iniciar la prueba de desplazamiento para evitar tiempos improductivos en el equipo.

4.2.3. Solución polimérica. Este componente es el más importante de esta tesis. En este trabajo no se contempló realizar estudios para la selección del polímero. Por tanto, el polímero que se usó fue el mismo que se formuló para el campo en estudio. Este polímero denominado EOR 80 o FP 3230 S es una poliacrilamida parcialmente hidrolizada, que para el campo colombiano fue caracterizado a 52 °C y con el agua de inyección del campo (Figura 57), pero debido a que las condiciones de laboratorio eran diferentes (24°C y Salmuera sintética de formación del campo en estudio) fue necesario realizar una nueva caracterización reológica para este polímero a las condiciones de la prueba de desplazamiento lineal. Los resultados de esta caracterización (Figura 58) se usaron como datos de entrada para el modelo de simulación y el modelo analítico del capítulo 3. La caracterización reológica se hizo teniendo en cuenta las prácticas recomendadas en la norma API RP 63.

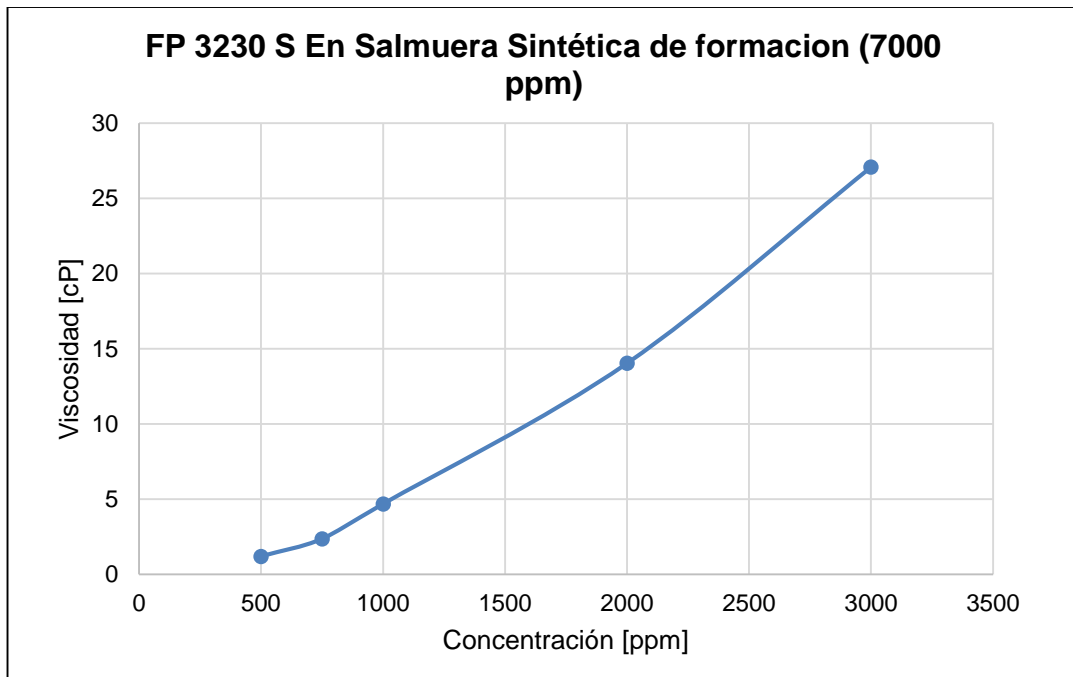
La preparación de las soluciones poliméricas sigue el procedimiento recomendado por el American Petroleum Institute (API) en su norma API RP 63 y se describe a continuación. La recomendación general es que se debe verificar que todos los equipos, materiales y herramientas a usar se encuentren limpios, secos y calibrados.

Figura 57. Reología Polímeros en salmuera sintetica de agua de Inyección del campo en estudio @52°C



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo. Laboratorio EOR.

Figura 58. Comportamiento reológico del polímero EOR 80 o FP 3230 S en salmuera sintética (7000 ppm) @ 25°C



Cálculos para preparar la solución concentrada

Polímero a usar:

- EOR 80 – Poliacrilamida en Polvo

Salmuera:

- Salmuera Sintética campo de estudio 7000 ppm de NaCl

Concentraciones:

- **Solución Concentrada:** 5000 ppm de polímero
- **Solución diluida:** Según definición de protocolo.

Nota: Los cálculos que se presentan a continuación son usados para preparar la solución madre de 5000 ppm, la cual se debe dejar en reposo mínimo por 12 horas antes de realizar la dilución a la concentración que se desea inyectar.

- **Cantidad de polímero a utilizar:**

$$W_{pr} = \frac{W_s * C_s \cdot 10^{-4}}{A_{pr}} \quad (18)$$

W_{pr} : Peso del polímero, g

W_s : Peso de la solución a preparar, g (definida por el operador)

C_s : Concentración de polímero en solución, ppm (se toma como base 5000 ppm)

A_{pr} : Porcentaje de activación del polímero, % peso. (Usualmente 100% si está en polvo)

- **Cantidad de salmuera de preparación:**

$$W_{bs} = W_s - W_{pr} \quad (19)$$

W_{bs} : Peso de salmuera a usar, g

W_{pr} : Peso del polímero, g

W_s : Peso de solución concentrada a preparar, g (definida por el operador)

Cálculos para diluir la solución:

$$W_s = \frac{W_d * C_d}{C_s} \quad (20)$$

W_s : Peso de la solución concentrada, g.

W_d : Peso de la solución diluida a preparar, g (definida por el operador)

C_d : Concentración de polímero en la solución diluida, ppm.

C_s : Concentración del polímero en la solución concentrada, ppm.

- **Cantidad de salmuera de dilución:**

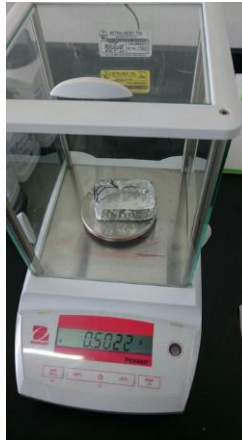
$$W_{bd} = W_d - W_s \quad (21)$$

W_{bd} : Peso de la salmuera usada para diluir, g

Procedimiento de mezclado para una solución a 5000 ppm de polímero EOR 80

- 1. Pesar la cantidad de polímero requerida:** Teniendo en cuenta los cálculos de la ecuación 18 se define la cantidad de polímero a pesar. Para facilitar la medición y evitar que el polímero se hidrate se recomienda usar una pequeña caja de papel aluminio (Figura 59)

Figura 59. Medición de la masa de polímero a usar



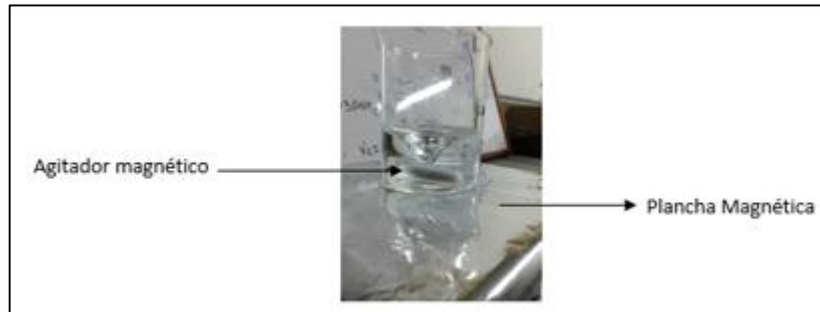
- 2. Pesar la cantidad de salmuera requerida:** La salmuera se debe pesar en un vaso de precipitado limpio y seco (Figura 60)

Figura 60. Medición de la masa de salmuera



- 3. Agregar la salmuera al mezclador y ajustar el vórtice para que se extienda en el 75% de la solución (Figura 61).**

Figura 61. Ilustración del vórtice y la plancha magnética



4. Espolvorear el polímero sobre el 'hombro' del vórtice en un tiempo no mayor a 30 segundos (Figura 62).

Figura 62. Polímero espolvoreado en el hombro del vórtice

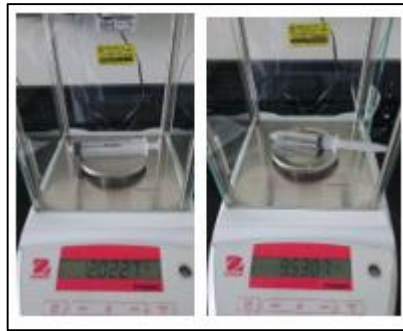


5. Mezclar a 60-80 rpm durante 2-3 horas.
6. Dejar reposar durante toda la noche antes de diluir la solución a la concentración deseada. La solución preparada se denomina solución madre y se debe almacenar en un recipiente de vidrio oscuro.

Procedimiento para diluir la solución concentrada de polímero EOR 80

1. Para realizar la dilución se deben calcular las cantidades de salmuera y solución concentrada usando las ecuaciones presentadas anteriormente (Ecuación 20 y 21).
2. Pesar la cantidad de solución concentrada y de salmuera a usar: Se recomienda usar jeringas limpias para facilitar el pesaje de la solución madre y la salmuera de dilución (Figura 63)

Figura 63. Medición del peso de la solución madre y la salmuera para dilución



3. Agregar lentamente la salmuera y la solución concentrada al agitador magnético (Figura 64).

Figura 64. Agregando la salmuera y la solución madre al agitador magnético



4. Mezclar a 60-70 rpm por 15 minutos.
5. Usar la solución polimérica para el desplazamiento.

Nota: Las soluciones concentradas pueden almacenarse en laboratorio a temp. Ambiente en botellas cafés por 2-3 semanas sin perder sus propiedades y las soluciones diluidas deben ser preparadas el día en el que serán usadas en el desplazamiento.

4.2.4. Aceite. Para las pruebas de desplazamiento se buscaba simular las fuerzas viscosas y no la reactividad del crudo, por esa razón se pudo usar una mezcla para representar la viscosidad del campo en estudio, la cual es de 12 cP @ 125°F. Esta mezcla se realizó Aceite Mineral (proporcionado por el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado) y Crudo Cusiana MA-28 (facilitado por el Laboratorio de Análisis Petrofísicos), cuyas propiedades se presentan en la Tabla 20

Tabla 20. Propiedades de Componentes Empleados

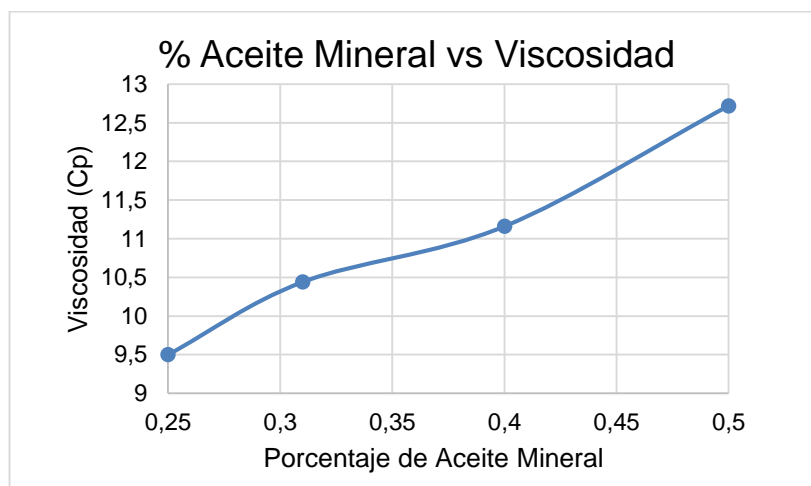
Componente	Viscosidad [Cp]	Densidad [g/cc]
Aceite Mineral	30.4 @ 30°C	0.8483
Crudo Cusiana MA-28	6 @ 30°C	0.8589

Para obtener la relación adecuada en la cual debía ser mezclado cada componente y que representara la viscosidad de 12 cP, se realizaron mezclas, en diferentes proporciones, de Aceite Mineral y Crudo Cusiana MA-28, y posteriormente se les midió la viscosidad a una temperatura de 30 °C, obteniendo los valores señalados en la Tabla 21. Estos valores se graficaron para obtener la tendencia que se muestra en la Figura 65.

Tabla 21. 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

Figura 65. Porcentaje de Aceite Mineral en función de la viscosidad de la muestra



A partir de la Figura 65 se determinó que la proporción en la cual se deben mezclar los dos fluidos para lograr una viscosidad de 12 cP es utilizando 45% en volumen de Aceite Mineral y 55% de Crudo Cusiana MA-28. Se preparó una mezcla con estas proporciones y se midió la viscosidad nuevamente, obteniendo los valores de la, en la cual se evidencia que la mezcla es representativa del campo.

Tabla 22. Viscosidad de mezcla final

Temperatura de Medición (°C)	Viscosidad (cP)
30	11.95
30.3	11.62

4.3. DEFINICIÓN DE PROTOCOLOS PARA PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL EQUIPO VINCI RPS700

A partir de lo presentado en el capítulo 3, en el cual se presentó la metodología empleada para definir el esquema óptimo de inyección de polímero mediante simulación numérica y modelos analíticos, se detalló el primer protocolo para realizar la prueba de desplazamiento en el equipo Vinci RPS700. Este protocolo se ejemplifica en la Figura 66.

Figura 66. Protocolo para el primer desplazamiento en el equipo Vinci RPS700



La explicación general de la Figura 66 es la siguiente:

1. Muestra Berea BTC-GRM-04: Representa la muestra de Berea en su estado original, en la cual se llevará a cabo el desplazamiento.
2. LLEVAR LA MUESTRA A Swir: Proceso de restauración de plugs, Inyección de Salmuera Sintética para saturar 100% la muestra y medir la permeabilidad absoluta al agua, y posterior drenaje con aceite hasta llegar a Saturación de agua irreducible (Swirr).
3. INYECCIÓN DE PRE-FUJO DE AGUA: Inyección de 0.5 volúmenes porosos de Salmuera Sintética (7000 ppm NaCl) a una tasa de inyección de 0.015 cc/min.
4. INYECCIÓN DE POLÍMERO: Inyección de 0.4 volúmenes porosos de Solución Polimérica (EOR 80 a 1200 ppm) a una tasa de 0.015 cc/min.
5. INYECCIÓN DE POST-FLUJO DE AGUA: Inyección de 1.6 Volúmenes porosos de Salmuera Sintética (7000 ppm NaCl) a una tasa de 0.015 cc/min.

Con el fin de evaluar el efecto de variables como; la concentración de polímero, el tamaño del bache de polímero y del pre-flujo de agua y las propiedades del medio, se plantearon 4 protocolos de desplazamiento adicionales, los cuales se presentan en las figuras siguientes:

- Muestra BTC-GRM-07 (Figura 67): Se mantuvieron las variables del primer desplazamiento, cambiando solamente la concentración de la solución polimérica a 1500 ppm.
- Muestra BTC-GRM-09 (Figura 68): Con esta prueba se evaluó el efecto de inyectar la solución polimérica mucha después de ruptura (pre-flujo de 1.1 VP). También se evaluó la reducción de la concentración a 920 ppm.
- Muestra B23-474 (Figura 69): Para este desplazamiento se usó una muestra de Berea con propiedades petrofísicas diferentes. La concentración se redujo a 1000 ppm, al igual que los volúmenes porosos inyectados, pues la muestra es muy diferente a todas las demás.
- Muestra BTC-GRM-08 (Figura 70): En esta prueba se redujo el bache de solución polimérica a 0.2 VP, que es la mínima cantidad teórica según Sheng (2015). Los resultados de esta prueba fueron incompletos e inconclusos, porque durante la corrida se interrumpió la electricidad. Por lo anterior el análisis de resultados para esta muestra no se realizó.

Figura 67. Protocolo de inyección para la muestra BTC-GRM-07



Figura 68. Protocolo de inyección para la muestra BTC-GRM-09



Figura 69. Protocolo de inyección para la muestra B23-474

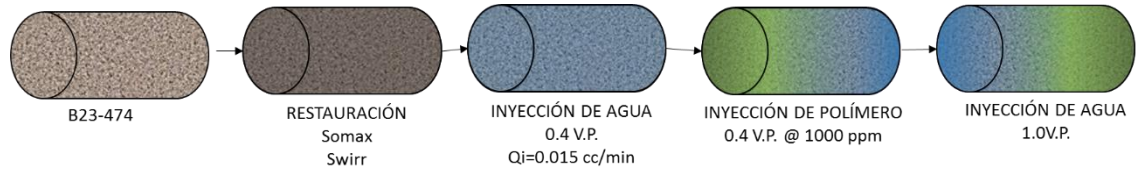
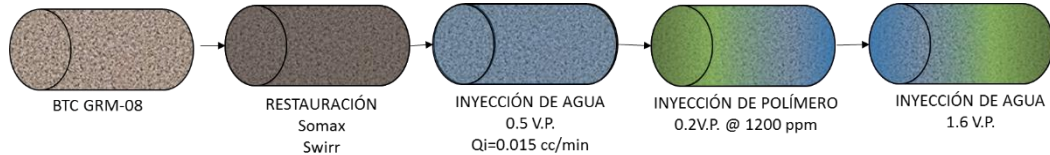


Figura 70. Protocolo de inyección para la muestra BTC-GRM-08



4.4. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL EQUIPO VINCI RPS700

Los fluidos, los medios porosos y los protocolos para realizar las pruebas ya se han presentado en los subcapítulos anteriores. La presión de las pruebas está relacionada con las condiciones del campo de estudio, sin embargo, la temperatura del yacimiento no se pudo reproducir porque las líneas del equipo y el contenedor del polímero se encontraban por fuera del equipo y esto impedía que todo el sistema fuera isotérmico. Estas condiciones operacionales se enuncian en la Tabla 23.

Tabla 23. Condiciones operacionales de las pruebas de desplazamiento en el equipo RPS700

CONDICIONES OPERACIONALES DE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	
PARÁMETROS	VALOR
Temperatura (°C)	Ambiente
Presión de confinamiento (psi)	2000
Presión de poro (psi)	1100

A continuación, se describe la metodología de trabajo en el laboratorio para realizar el completo proceso de las pruebas de desplazamiento con polímero.

1. Determinar las propiedades petrofísicas básicas de la roca (Porosidad-Permeabilidad) en el equipo Core Pet.
2. Determinar el peso seco de la muestra.
3. Saturar al vacío la muestra con salmuera sintética del campo (Figura 71).

Figura 71. Equipo de saturación de medios porosos al vacío.



4. Pesar la muestra saturada, determinar el volumen poroso por saturación.
5. Comparar con saturación por Boyle. (Error < 5%). Si el error es mayor se deban verificar las mediciones o cambiar la muestra.
6. Realizar la limpieza o purga de todas las líneas del equipo con la Salmuera Sintética..
7. Hacer el montaje de la muestra en el core holder del equipo a las condiciones de la Tabla 23, teniendo en cuenta que la base del plug es la cara de inyección.
8. Determinar la permeabilidad absoluta al agua. Tasa de inyección 2cc/min y 1cc/min. El criterio de estabilización consiste en una variación inferior al 5% en el diferencial de presión, por 10 VP.
9. Drenaje con aceite a tasa de 1cc/min hasta saturación de agua irreducible (Swirr)

10. Inyección de los volúmenes porosos de Salmuera Sintética (7000 ppm NaCl) definidos en el protocolo a una tasa de inyección de 0.015 cc/min (pre-flujo).
11. Inyección de los volúmenes porosos definidos de solución polimérica EOR 80 a la concentración determinada en el protocolo a una tasa de inyección de 0.015 cc/min (bache de polímero).
12. Inyección de volúmenes porosos de Salmuera Sintética (7000 ppm NaCl) definidos en protocolo a una tasa de inyección de 0.015 cc/min (post-flujo)
13. Limpiar el equipo Vinci RPS700.
14. Llevar la muestra a Dean Stark para limpieza.
15. Analizar los resultados obtenidos y ajustar el modelo de simulación, de ser necesario.

4.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

Para las muestras en las que se realizaron las pruebas (BTC-GRM-04, BTC-GRM-07, BTC-GRM-09 y B23-474) se realizó un análisis para evaluar en cada el aumento en el factor de recobro, los tiempos de ruptura, la producción de agua y aceite y la velocidad del frente antes de ruptura.

Las condiciones de las pruebas se definieron y justificaron en el subcapítulo anterior. Las propiedades de las muestras se presentan en la Tabla 24. Los resultados de las pruebas experimentales están en las tablas; Tabla 25, Tabla 26, Tabla 27 y Tabla 28.

Tabla 24. Propiedades de las muestras

Propiedades de las muestras				
Muestra	BTC-GRM-04	BTC-GRM-07	BTC-GRM-09	B23-474
Longitud (cm)	7.59	7.61	7.61	5.7
Diámetro (cm)	3.76	3.76	3.76	3.8
Permeabilidad al Aire (mD)	477.73	490.95	489.24	172.0
Porosidad Boyle (%)	24.6	24.65	24.75	18.26
Volumen Poroso (cm³)	20.33	20.51	20.44	11.78

Tabla 25. Resultados del drenaje de las muestras

DRENAJE				
Muestra	BTC-GRM-04	BTC-GRM-07	BTC-GRM-09	B23-474
Vp desplazados	70.35	66.3	70.83	113.78
Tiempo (h)	23.17	22.67	24.13	22.35
Koil@Swirr (mD)	28.79	137.90	52.39	16.58
Swirr %	<u>39.98</u>	<u>37.65</u>	<u>32.53</u>	<u>18.6</u>

Tabla 26. Resultados del pre-flujo inyectado a las muestras

PRE-FLUJO				
Muestra	BTC-GRM-04	BTC-GRM-07	BTC-GRM-09	B23-474
Pref	0,5	0.5	1,1	0.4
Caudal (cc/min)	0.015	0.015	0.015	0.015
Tiempo (h)	11.3	11.2	24.98	5.27
Np (cc)	3.89	5.59	5.88	0.14
SoR %	<u>36.25</u>	<u>35.10</u>	<u>38.70</u>	<u>80.21</u>

Tabla 27. Resultados de la inyección del bache de polímero

POLÍMERO				
Muestra	BTC-GRM-04	BTC-GRM-07	BTC-GRM-09	B23-474
VP Desplaz.	0,4	0.4	0.4	0.4
Caudal (cc/min)	0.015	0.015	0.015	0.015
Tiempo (h)	9.03	9.10	9.1	5.19
Np (cc)	1.2	0.82	0	1.38
SoR %	<u>30.34</u>	<u>31.10</u>	<u>38.70</u>	<u>68.51</u>

Tabla 28. Resumen de los resultados del post-flujo

POST-FLUJO				
Muestra	BTC-GRM-04	BTC-GRM-07	BTC-GRM-09	B23-474
VP Desplaz.	1.6	1.6	1.2	1.0
Caudal (cc/min)	0.015	0.015	0.015	0.015
Tiempo (h)	36.14	36.47	27.3	13.10
Np (cc)	0.66	0.15	0	0.13
SoR %	<u>27.1</u>	<u>30.37</u>	<u>38.70</u>	<u>67.41</u>

Como se puede observar en las tablas anteriores; las saturaciones críticas son diferentes para las dos muestras, lo que implica que la cantidad de aceite que se recuperará será diferente en cada caso y no se podrán hacer comparaciones por producción de aceite. Sin embargo, si es posible comparar el factor de recobro incremental que se produjo por la inyección de la solución polimérica.

Para calcular el factor de recobro incremental es necesario hacer una proyección de la producción que se tendría solo inyectando agua y compararla con la que se obtuvo después de la inyección de polímero. Cabe anotar que el caso ideal sería tener una prueba de desplazamiento con inyección de agua a 2.5 VP para cada una de las muestras y así evaluar el factor de recobro incremental sin necesidad de hacer proyecciones de producción.

En las tablas anteriores se observa que las saturaciones de agua irreducible para las muestras BTC-GRM son elevadas y que las permeabilidades efectivas al aceite también lo son; por esta razón se logran altas producciones de aceite en los tiempos tempranos de la prueba. Para el caso de las muestras BTC-GRM-04 y 07 la inyección de polímero logró recuperar un porcentaje adicional de aceite, sin

embargo, para la muestra BTC-GRM-09 no tuvo ningún efecto; la razón es que el pre-flujo de agua logró realizar el barrido de la mayor cantidad de aceite móvil por las características de la muestra (alta permeabilidad efectiva al aceite). Caso contrario ocurre con la muestra B23-474, para la cual la permeabilidad efectiva al aceite es menor y por esta razón en tiempos tempranos la producción de aceite es pobre, y al inyectar el bache de polímero se produce una alta recuperación, etc incremento no solo se atribuye al efecto de la solución polimérica en la reducción de la razón de movilidades, sino también a las propiedades de la muestra, sin embargo no es posible comprobar lo anterior completamente, pues no se cuenta con otra prueba en una muestra similar.

Para analizar el desempeño de las pruebas en el tiempo se graficaron las producciones acumulativas de aceite en función del tiempo. En la Figura 72 se muestra la producción acumulada de aceite (N_p) en función del tiempo para la muestra BTC-GRM-04, con esta producción acumulada se obtuvo un factor de recobro total de 32,92%. Para determinar el factor de recobro incremental asociado a la inyección de polímeros se usaron los datos de producción de una prueba de inyección de 1.7 VP de agua a 0.015 cc/min en la muestra BTC-GRM-08 (Figura 73). Según la proyección que se hizo de esta prueba, para la inyección de 2.5 VP de agua se recuperarían 4.35 cc, lo cual se traduce en un factor de recobro de 26.04 % y un factor de recobro incremental de 6.9%. En la Tabla 29, se pueden observar los datos mencionados anteriormente.

Tabla 29. Aceite producido y factor de recobro para la muestra BTC-GRM-04

Muestra	N_p experimental(cc)	N_p proyección agua (cc)	FR (%)	FR Inc. (%)
BTC-GRM-04	5.75	4.35	32.92	6.9

Figura 72. Acumulado de aceite en función del tiempo para la muestra BTC-GRM-04

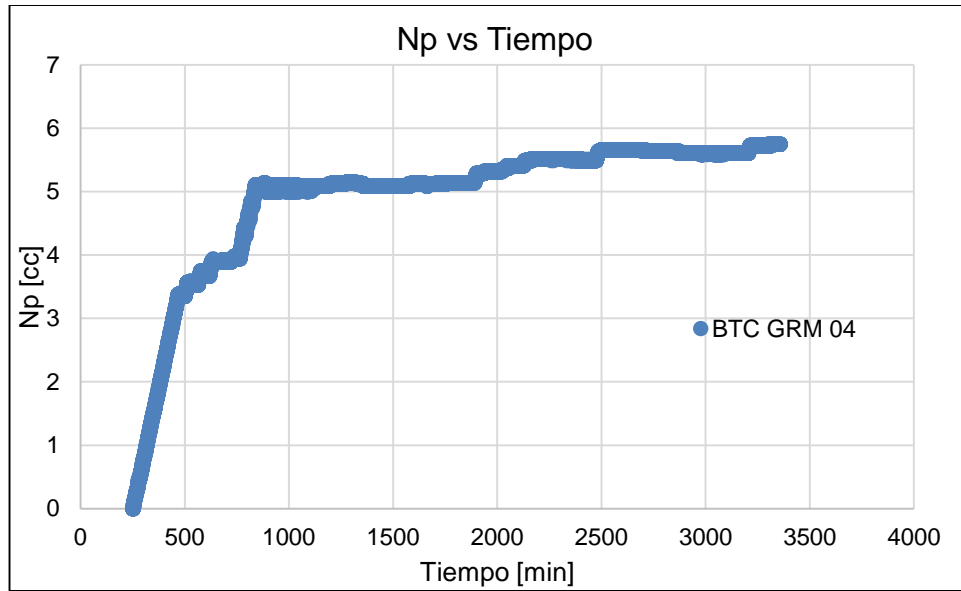
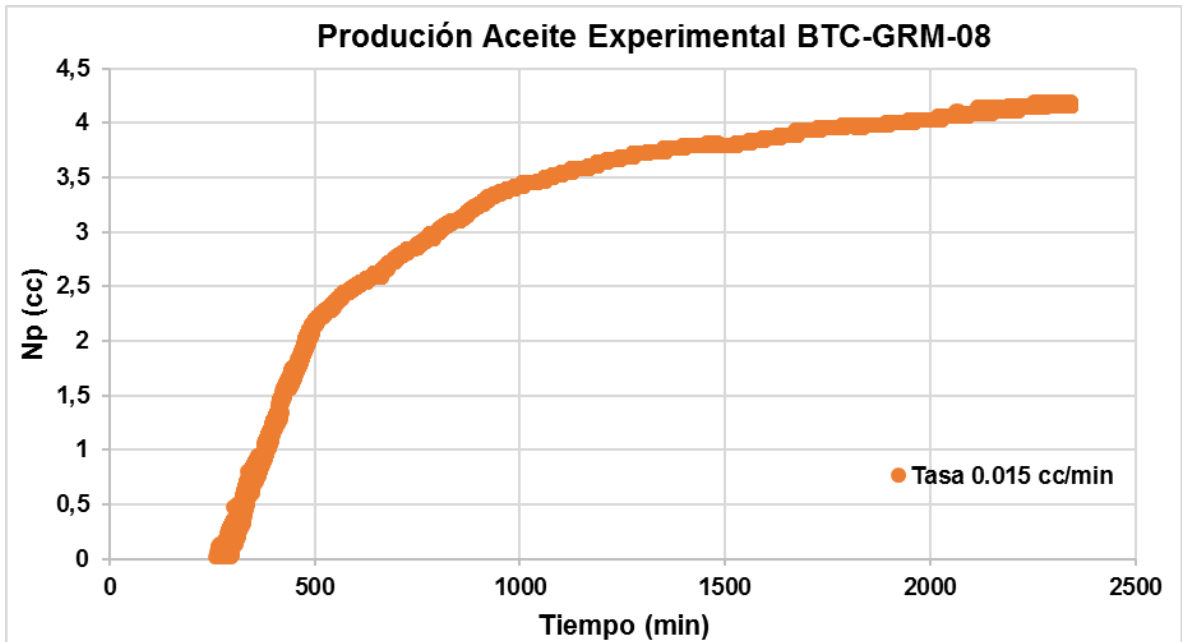


Figura 73. Producción Aceite Experimental BTC-GRM-08 en función del tiempo para prueba de inyección de agua



También se construyeron graficas de agua producida en función del tiempo, para determinar el tiempo de ruptura y poder estimar la velocidad de avance del frente antes de ruptura (el cual debe ser máximo 1 pie/día, en unidades de campo). Este cálculo se hace usando la ecuación 22.

$$Velocidad \left(\frac{pie}{día} \right) = \frac{Longitud (cm)}{Tiempo de ruptura (min)} * 47.24 \quad (22)$$

Donde; 47.24 es el factor de conversión de cc/min a pie/día.

La Figura 74 ilustra el agua producida durante la prueba en función del tiempo, para la muestra BTC-GRM-04. De acuerdo a los datos el tiempo de ruptura ocurre a los 380 minutos, lo cual da como resultado una velocidad del frente de 0.95 pie/ft, la cual es muy cercana a la teórica. Por tanto, es licito decir que la prueba representó las condiciones del proceso de inyección de polímeros en yacimiento. En la Tabla 30 se resumen los datos mencionados anteriormente.

Figura 74. Agua producida en función del tiempo para la muestra BTC-GRM-04

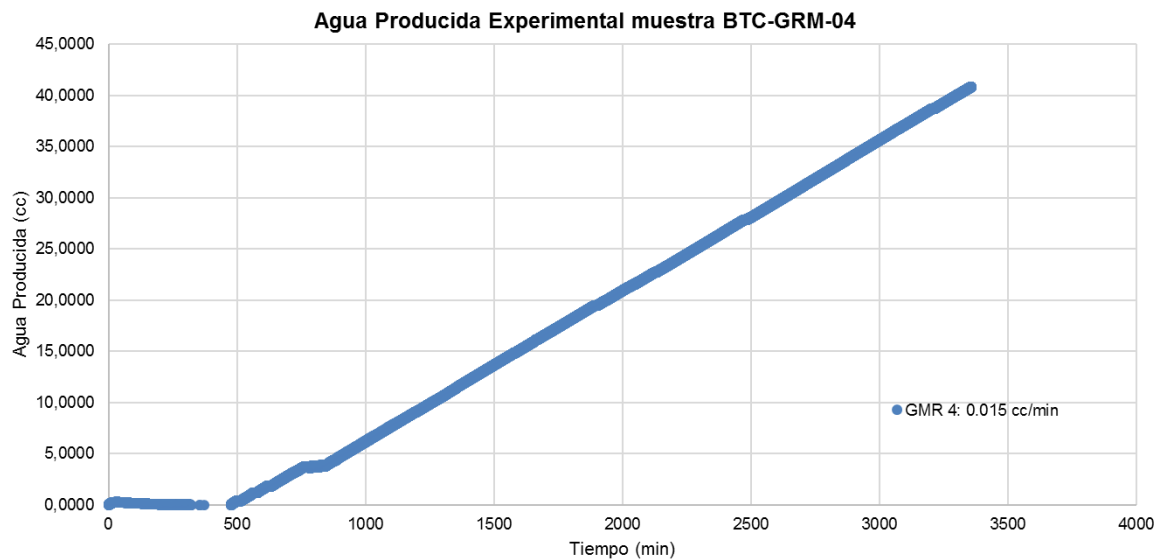


Tabla 30. Tiempo de ruptura, agua producida y velocidad del frente para la muestra BTC-GRM-04

Muestra	Wp (cc)	Tr (min)	Velocidad (ft/día)
BTC-GRM-04	40.85	380	0.95

El análisis presentado anteriormente se repitió para la muestra BTC-GRM-07 y BTC-GRM-09, dando como conclusión los resultados que se muestran en las Tabla 31 y Tabla 32. Para detallar los resultados en el tiempo de la muestra BTC-GRM-07 se puede observar la Figura 75 (no se presentan los resultados de producción de agua por ser muy similares a los de la muestra BTC-GRM-04), y los de la muestra BTC-GRM-09 en las figuras Figura 76 y Figura 77. Los resultados de la muestra B23-474 no se tuvieron en cuenta para un análisis detallado, pues esta muestra presenta propiedades y end points muy distintos, lo que complica realizar un análisis comparativo con las otras pruebas.

Figura 75. Np en función del tiempo para la muestra BTC-GRM-07

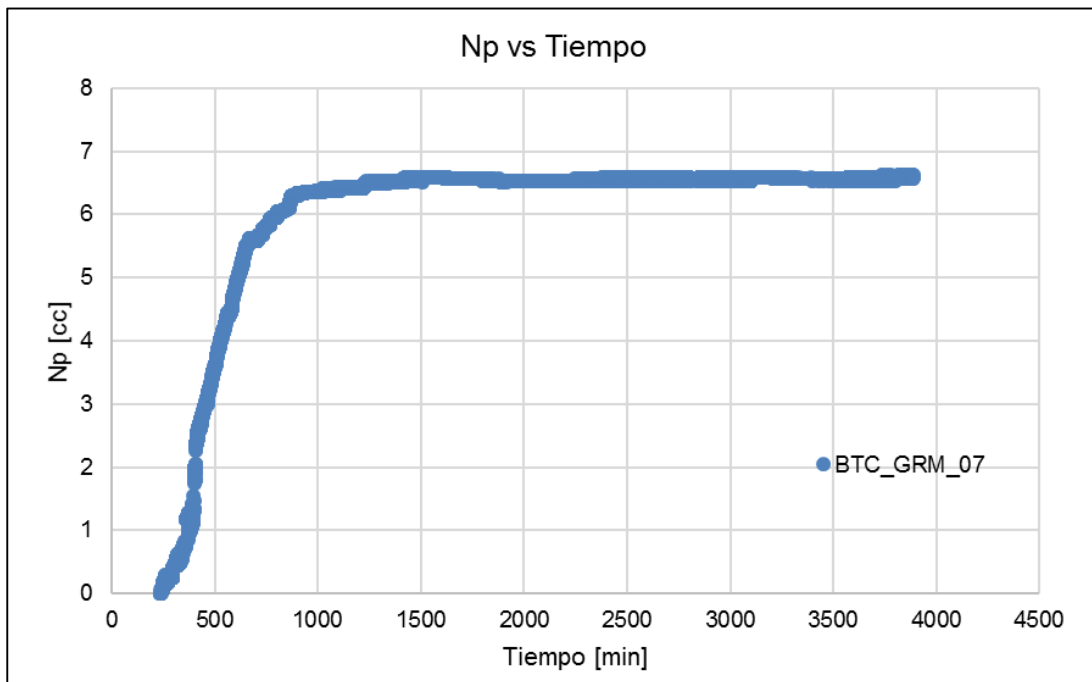


Figura 76. Producción acumulada de aceite en función del tiempo para la muestra BTC-GRM-09

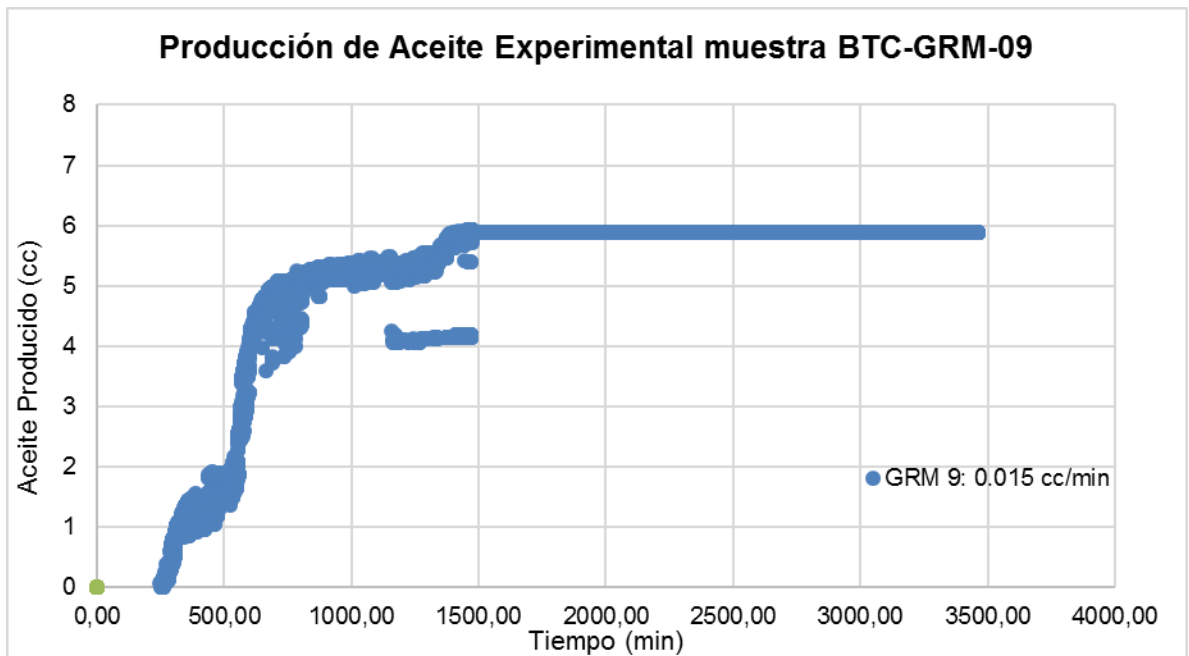


Figura 77. Producción de agua e función del tiempo para la muestra BTC-GRM-09

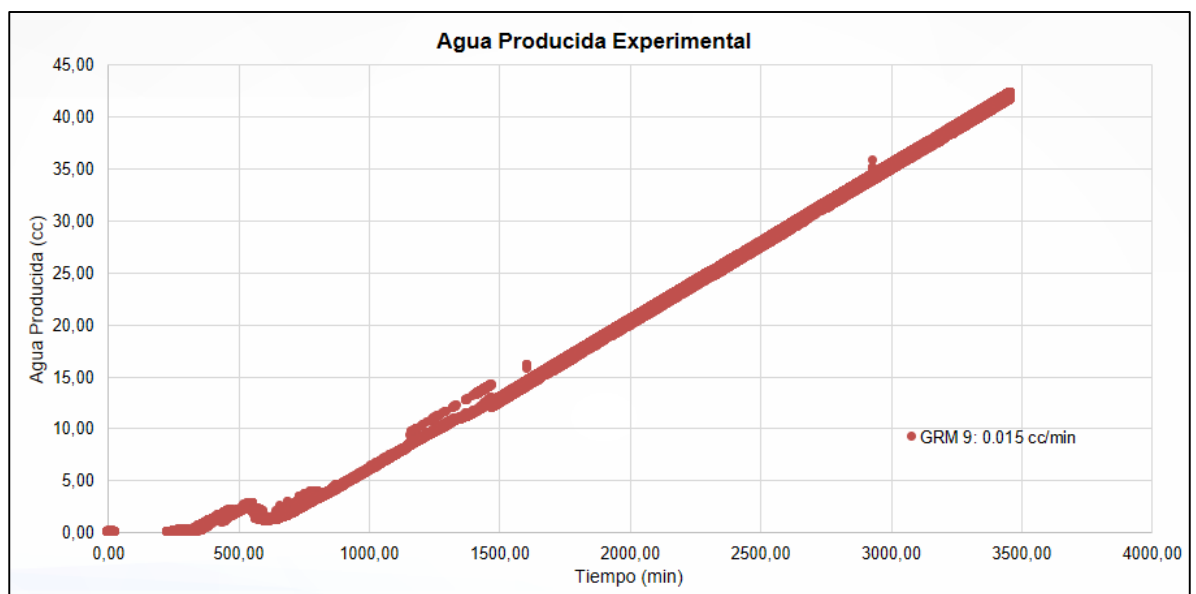


Tabla 31. Producción de aceite y factor de recobro incremental para las muestras BTC-GRM-07 y 09

Muestra	Np total(cc)	Np agua (cc)	FR (%)	FR Inc. (%)
BTC-GRM-07	6,56	4,35	31,98	5,96
BTC-GRM-09	5,88	5,88	42,6	0

Tabla 32. Tiempos de ruptura y velocidades del frente de avance para las muestras BTC-GRM-07 y 09

Muestra	Wp (cc)	Tr (min)	Velocidad (ft/dia)
BTC-GRM-07	41.78	390	0.92
BTC-GRM-09	41.66	420	0.88

5. CONCLUSIONES

- Para construir medios porosos sintéticos a 1200 psi con arena Ottawa 80/100 y caolín blanco se pueden usar las curvas construidas en esta tesis. La relación resina/endurecedor debe ser de 2.5:1 y los núcleos se deben secar a 90 °C en el horno, para acelerar el proceso de curado.
- Mediante la visualización con tomografía computarizada y la caracterización petrofísica se logró evaluar diferentes hipótesis o enfoques para construir medios porosos sintéticos, encontrando que el método de doble compactación es el que produce núcleos homogéneos en toda su longitud.
- A partir de los modelos analíticos y el modelo ajustado de simulación numérica construido; se evaluaron diferentes escenarios de inyección de polímeros, analizando el comportamiento de producción. Esto permitió definir el protocolo de inyección de para la primera prueba de desplazamiento, la cual se realizó inyectando 0.4 VP de solución polimérica a 1200 ppm en la muestra BTC-GRM-04.
- El ajuste del modelo de simulación numérica con las pruebas de desplazamiento es muy bueno, ya que solo hay una diferencia del 7% con respecto a los resultados de producción. Este error está asociado a que el ajuste se hizo con las propiedades petrofísicas y permeabilidades relativas de una muestra diferente a las muestras en las que se hicieron los desplazamientos.
- Las pruebas de desplazamiento lineal permitieron evaluar el factor de recobro incremental asociado a la inyección de polímeros, variando

concentraciones, propiedades petrofísicas y tamaños de baches de inyección. El caso que presentó mayor recuperación fue el desplazamiento en la muestra BTC-GRM-04 para la cual se obtuvo un factor de recobro incremental de 6.9 % con una velocidad de avance del frente de 0.95 pie/día.

- La inyección de la solución polimérica en tiempos tardíos de la prueba no produce un incremento en la producción de aceite. Esto se evidenció en el desplazamiento realizado en la muestra BTC-GRM-09.

6. RECOMENDACIONES

- Es importante que se realicen los desplazamientos con polímero en muestras que hayan sido sometidas a procesos de waterflooding con anterioridad, para poder observar el factor de recobro incremental real, sin realizar proyecciones sobre otras muestras.
- Usar medios porosos sintéticos homogéneos construidos con el enfoque de compactación doble para próximas pruebas de desplazamiento.
- Emplear las metodologías de preparación de fluidos y muestras sintéticas descritas en esta tesis como guía para pruebas de desplazamientos.
- Utilizar el modelo de simulación numérica ajustado como una base para predecir comportamientos de futuras pruebas de desplazamiento con soluciones poliméricas.

BIBLIOGRAFÍA

BROSETA, F; MEDJAHED, J; LECOURIER Y ROBIN, M. Polymer Adsorption/Retention in Porous Media: Effects of Core Wettability and Residual Oil. En: Society of Petroleum Engineers. 1995.

BURICK, F. J. A Note on the Flow Behavior of Polyacrylamide Solutions in Porous Media. Prod. Monthly. 1965.

CÁCERES, J., & PORRAS, K. Construcción de equipo electroneumático para la fabricación de medios porosos sintéticos. Bucaramanga, 2015. Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander.

COHEN, Y. Y CHRIST, F. R. Polymer Retention and Adsorption in the Flor of Polymer Solutions Trought Porous Media. En: Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering. 1986

FERNANDEZ DE CASTRO, O. & CELIS, L. *Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados*. Bucaramanga, 2012. Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander.

FRAGOSO, Marta. & Paz, J. Evaluacion-tecnico financiera de inyección de polímeros en un yacimiento colombiano de crudo pesado. Bucaramamnga, 2014. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.

GUERRERO, Cindy. “Evaluación de un proceso de inyección de surfactante - polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache”. Bucaramanga, 2015. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander.

ISLAM, M. R. Y FAROUQ A, S. M. New Scaling Criteria for Polymer, Emulsion and Foam Flooding Experiments. En: J. Can. Petroleum Technology. 1989.

JENNINGS, R. R; ROGERS, J. H. Y WEST, T. J. Factors influencing mobility control by polymer solutions. En: Journal of Petroleum Technology. 1971.

JIMENEZ, A. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares) mediante analogías. Bucaramanga, 2009. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.

LIZCANO, J. C., & PADRÓN, R. Evaluación del efecto de la depositación de asfáltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano. Bucaramanga, 2014. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.

LUND, T; BJORNESTAND, E. O; STAVLAND, A; GJOIKLI, N. B; FLETCHER, J. P; FLEU, S. G. Y LAMB, S. P. Polymer Retention and Inaccessible Pore Volume in North Sea Reservoir Material. En: Society of Petroleum Engineers. 1991.

MAYA, Gustavo. Análisis de los mecanismos de funcionamiento de los geles poliméricos en procesos de inyección de agua. Bucaramanga. 2014. Tesis de maestría. Universidad Industrial de Santander.

MUNGAN, N; SMITH, F. W. Y THOMPSON, J. L. . Some Aspects of Polymer Floods. En: Journal of Petroleum Technology. 1966.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Ediciones Astro Data S.A. 1984.

PATTON, J. Y COATS, K. Prediction of Polymer Flood Performance. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Marzo, 1971.

PEKINS, F. M. Y COLLINS, R. E. Scaling Laws for Laboratory Flow Models of Oil Reservoirs. En: AIME. 1983.

SCOTT, T; ROBERTS, S. R; CLIFORD, P. J Y SORBIE, K. S. In-Situ Gel Calculations in Complex Reservoir Systems Using a New Chemical Flood Simulator. En: Society of Petroleum Engineers 14234. Noviembre de 1987.

SZABO, M. T. Some Aspects of Polymer Retention in Porous Media Using a C14-Tagged Hydrolyzed Polyacrylamide. En: SPE-AIME. 1975

VAF AEI, V. Aplicability of solvent-assisted polymer flooding to improve heavy oil recovery. Estados Unidos, 2013. Tesis de maestria. University of Regina.

WILLHITE, Paul & GREEN, D. Enhanced Oil Recovery. USA: SPE Textbook Series. 2003.

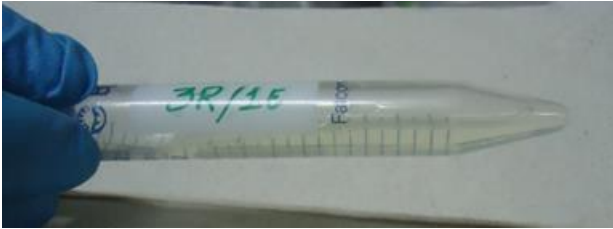
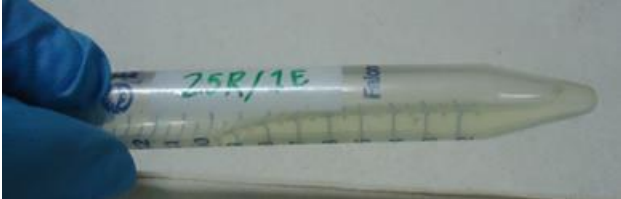

ZAITON, A., Y KOHLER, N. Two-Phase Flow Through Porous Media: Effect of an Adsorbed Polymer Layer. En: Society of Petroleum Engineers. 1988



ANEXOS

ANEXO A: ESTUDIO DE LA RELACIÓN RESINA/ENDURECEDOR ÓPTIMA

Medición 1 (00:30)


Temperatura ambiente


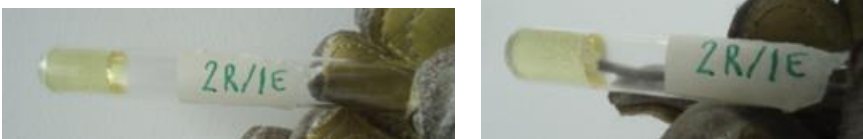


Muestra	Observación
3:1	Fluye  A hand in a blue glove holds a microcentrifuge tube containing a yellowish liquid. The tube is labeled with '3R/1E' in green marker. The tube is tilted, and the liquid is visible at the bottom.
2.5:1	Fluye  A hand in a blue glove holds a microcentrifuge tube containing a yellowish liquid. The tube is labeled with '2.5R/1E' in green marker. The tube is tilted, and the liquid is visible at the bottom.
2:1	Fluye  A hand in a blue glove holds a microcentrifuge tube containing a yellowish liquid. The tube is labeled with '2R/1E' in green marker. The tube is tilted, and the liquid is visible at the bottom.

1.5:1	<p>Fluye</p> 
1:1	<p>Fluye</p> 

Temperatura horno

Las soluciones no fluyen luego de 30 minutos en el horno, por lo tanto para determinar cuál presenta un mayor o menor grado de consistencia de las muestras, se introduce un alambre en ellas.




Muestra	Observación
3:1	<p>La solución no fluye, el alambre ya no entra, la muestra tiene textura de goma.</p> 



2.5:1	<p>La solución no fluye, el alambre ya no entra, la muestra tiene textura de goma.</p> 
2:1	<p>La solución no fluye, se necesita más fuerza para introducir el alambre que la muestra con relación 1:1.</p> 
1.5:1	<p>La solución no fluye, el alambre entra pero no con la misma facilidad que para la muestra con relación 1:1.</p> 
1:1	<p>La solución no fluye, pero al introducir el alambre dentro de esta, el alambre entra muy fácilmente.</p> 

Consistencia: 3:3=2.5<2<1.5<1:1



Medición 2 (01:00)




Temperatura ambiente (01:00)

Muestra	Observación
3:1	Fluye  A microcentrifuge tube with a yellow cap and a white label. The label has '3R/1E' written in green marker. The tube is held by a blue pipette tip.
2.5:1	Fluye  A microcentrifuge tube with a yellow cap and a white label. The label has '2.5R/1E' written in green marker. The tube is held by a blue pipette tip.
2:1	Fluye  A microcentrifuge tube with a yellow cap and a white label. The label has '2R/1E' written in green marker. The tube is held by a blue pipette tip.
1.5:1	Fluye

	
1:1	Fluye 

Temperatura horno (01:00)

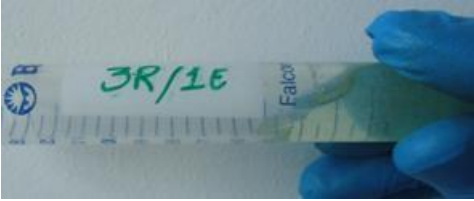

Muestra	Observación
3:1	El alambre no entra, pero deforma la superficie de la mezcla (comportamiento de goma), es más dura que la muestra 1:1, pero menos que las muestras 2:1 y 2.5:1  




2.5:1	<p>No entra el alambre al aplicar fuerza, presenta mayor consistencia que la muestra con relación (1.5:1) (consistencia similar a la muestra 2:1)</p> 
2:1	<p>No entra el alambre al aplicar fuerza, presenta mayor consistencia que la muestra con relación (1.5:1)</p> 
1.5:1	<p>No entra el alambre en la solución, pero es capaz de deformar la mezcla con una fuerza moderada.</p> 
1:1	<p>Fácilmente se introduce el alambre, pero al retirarlo, la mezcla se adhiere al alambre pero sin fuerza.</p>



Medición 03 (01:30)


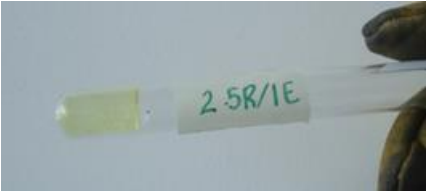

Temperatura ambiente (01:30)

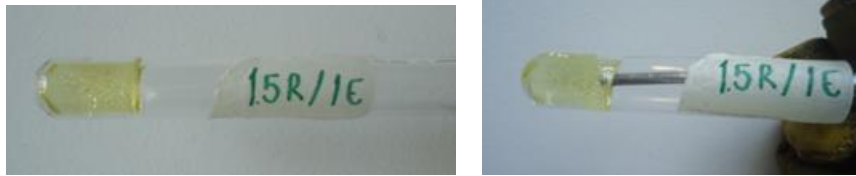

Muestra	Observación
3:1	<p>Fluye con dificultad.</p> <p>Es la menos consistente de las 5 muestras.</p> 
2.5:1	<p>Fluye con dificultad.</p> 

2:1	<p>Fluye con dificultad.</p> 
1.5:1	<p>Fluye con dificultad.</p> 
1:1	<p>Fluye con dificultad.</p> 

Temperatura Horno (01:30)

Muestra	Observación
---------	-------------

3:1	<p>El alambre no entra en la mezcla, la deformación de su superficie es leve, pero mayor a las muestras 2:1 y 2.5:1.</p> 
2.5:1	<p>El alambre no entra en la mezcla, y la deformación de la superficie es muy leve.</p> 
2:1	<p>El alambre no entra en la mezcla, y la deformación de la superficie es muy leve.</p> 
1.5:1	<p>Si se aplica la fuerza suficiente el alambre deforma la superficie de la mezcla, pero no entra en ella.</p>

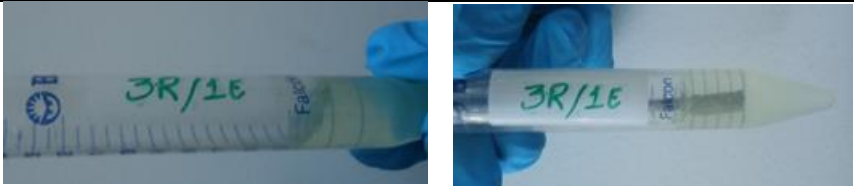
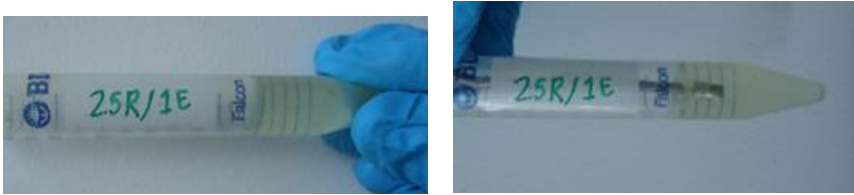
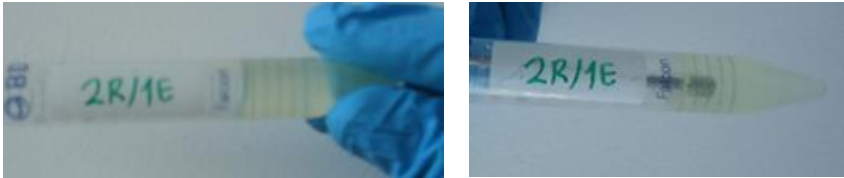
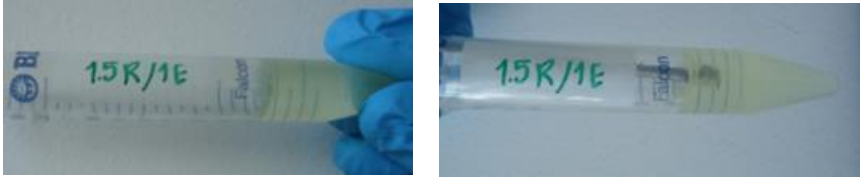
	
1:1	<p>Se introduce el alambre fácilmente. Igual que la anterior medición.</p> 

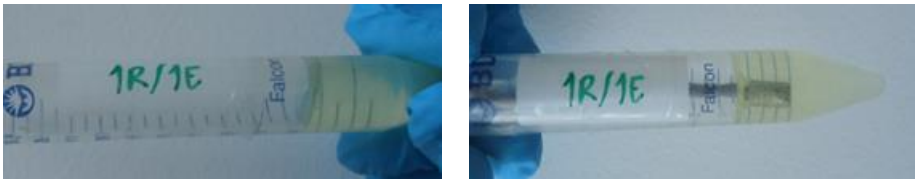
Medición 04 (02:00)

Debido a que las mezclas a temperatura ambiente dejaron de fluir, se realiza el mismo procedimiento de evaluación con el alambre.


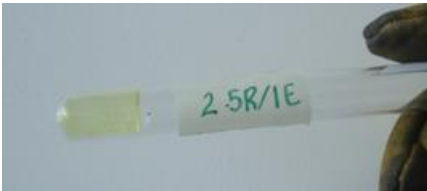
Temperatura ambiente (02:00)



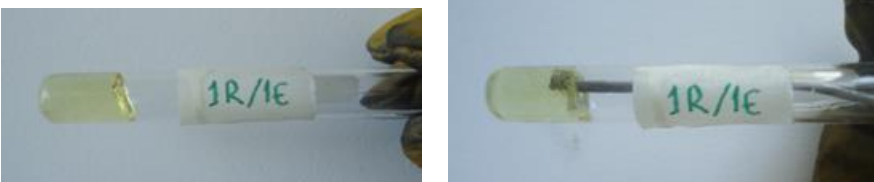
Muestra	Observación
3:1	Es la muestra que presenta menor consistencia. Permite una fácil introducción del alambre (prácticamente se introduce por gravedad).

	
2.5:1	<p>La muestra no fluye, permite una fácil introducción del alambre (textura muy viscosa). Menos consistente que la muestra 2:1</p> 
2:1	<p>La muestra no fluye, permite una fácil introducción del alambre (textura muy viscosa). Menos consistente que la muestra 1.5:1</p> 
1.5:1	<p>La muestra no fluye, permite una fácil introducción del alambre (textura muy viscosa).</p> 

1:1	<p>La muestra no fluye, permite una fácil introducción del alambre (textura muy viscosa).</p> 
-----	--




Temperatura horno (02:00)

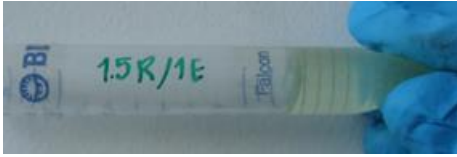
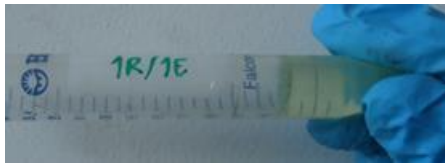
Muestra	Observación
3:1	<p>Similar a la anterior medición.</p> 
2.5:1	<p>Similar a la anterior medición. (Consistencia aproximadamente igual a la muestra 2:1)</p> 

2:1	<p>Similar a la anterior medición. (Consistencia aproximadamente igual a la muestra 2.5:1)</p> 
1.5:1	<p>Similar a la anterior medición.</p> 
1:1	<p>Un poco más dura que la medición anterior.</p> 

Medición 5 (02:30)

Temperatura ambiente (02:30)

Muestra	Observación
3:1	<p>El alambre se puede introducir fácilmente en la solución.</p> 
2.5:1	<p>Menor consistencia que la 1:5 pues se debe aplicar menos fuerza para lograr introducir el alambre en la muestra. (igual a la muestra 2:1)</p> 
2:1	<p>Menor consistencia que la 1:5 pues se debe aplicar menos fuerza para lograr introducir el alambre en la muestra.</p> 



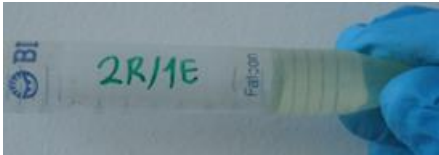
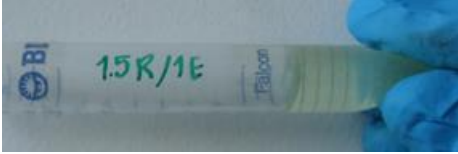
1.5:1	<p>El alambre se puede introducir aplicando una fuerza moderada.</p> 
1:1	<p>Mayor consistencia que la medición anterior.</p> 

Observación: es difícil percibir una diferencia en las medidas de la resistencia al introducir el alambre entre esta medida y la anterior.

Medición 06


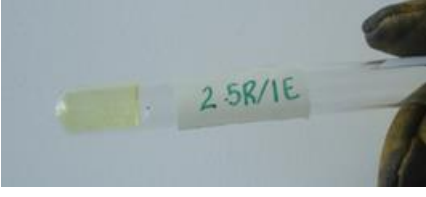
Temperatura ambiente (03:30)


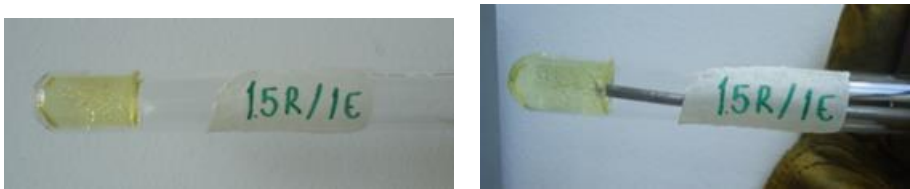
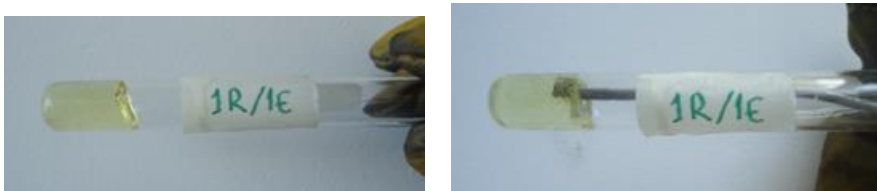
Muestra	Observación
3:1	<p>Más consistente que la relación 1:1, el alambre aún se puede introducir.</p>

	
2.5:1	<p>Un poco menos consistente que la muestra 1.5:1, el alambre deforma la superficie pero no entra. (Igual a la muestra 2:1)</p> 
2:1	<p>Un poco menos consistente que la muestra 1.5:1, el alambre deforma la superficie pero no entra.</p> 
1.5:1	<p>El alambre no entra, pero deforma la superficie.</p> 
1:1	<p>El alambre se puede introducir, pero está mucho más consistente que la medición anterior (1 hora).</p>



Temperatura horno (03:00)

Muestra	Observación
3:1	<p>Muy consistente, similar a las muestras 2.5:1 y 2:1.</p> 
2.5:1	<p>Igual que la medición anterior (muy consistente), igual a la muestra 2:1.</p> 
2:1	<p>Igual que la medición anterior (muy consistente)</p>

	
1.5:1	<p>Igual que la anterior medición, menos consistente que la muestra 2:1, pero más consistente que la muestra 1:1.</p> 
1:1	<p>Igual que la medición anterior (se introduce fácilmente el alambre).</p> 

Medición 07

Temperatura ambiente (04:30)

Muestra	Observación
---------	-------------

3:1	El alambre se puede introducir, pero aplicando una fuerza moderada.
2.5:1	Un poco menos consistente que la muestra 2:1, pero es muy leve la diferencia.
2:1	Presenta una consistencia similar a la muestra 1.5:1, es consistente.
1.5:1	El alambre no se puede introducir, pero si deforma la superficie.
1:1	El alambre se puede introducir, pero con una fuerza leve.

Observación: no se tomó registro fotográfico, debido que visualmente todas las muestras se ven consistentes.

Temperatura Horno (04:00)

Todas las muestras son muy consistentes a excepción de la muestra 1:1, las muestras 2:1 y 2.5:1 son muy parecidas en su consistencia, pero la mejor es la muestra con relación 2:1.

Muestra	Observación
---------	-------------

3:1	Presenta una consistencia alta, se deforma su superficie pero en una menor proporción a la medición anterior.
2.5:1	Presenta una consistencia muy alta, no se deforma al aplicar una fuerza moderada, pero es menos dura que la muestra 2:1
2:1	Presenta una consistencia muy alta, no se deforma al aplicar una gran fuerza. (se concluye el curado de esta solución)
1.5:1	El alambre no se puede introducir, pero se deforma la superficie de la mezcla.
1:1	El alambre aún se puede introducir fácilmente.

Medición 08

Temperatura ambiente (05:30)

Muestra	Observación
3:1	El alambre ya no entra en la mezcla, pero deforma la superficie levemente,
2.5:1	No entra el alambre ni deforma la superficie. Muy consistente.
2:1	Presenta una consistencia muy alta, podría decirse que finalizo el curado de esta solución.
1.5:1	Más consistente que la muestra 3:1 pero menor a la muestra 2.5:1
1:1	Es consistente, pero se puede deformar con fuerza moderada.

Temperatura horno (05:00)

Muestra	Observación
3:1	Es muy consistente, levemente menor a la consistencia de la muestra 2:5.
2.5:1	Similar a la muestra 2:1, pero no están dura.
2:1	Presenta una consistencia demasiado alta, podría decirse que finalizo el curado de esta solución. (Igual a la anterior medición)
1.5:1	Tiene textura de una goma dura, con suficiente fuerza se puede introducir el alambre.
1:1	Prácticamente no ha cambiado hace 2 horas.

