

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EFECTOS DE LA VELOCIDAD DE FLUJO EN LA INYECCION DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA (MPR) EN MEDIOS POROSOS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Cortez B., Diego E.
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EFFECTOS DE LA VELOCIDAD DE FLUJO EN LA INYECCION DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA (MPR) EN MEDIOS POROSOS

Tutor Académico: Ing. Diego Manfre

Tutores Industriales: Ing. Oscar Vernaéz

Ing. Edgar Hernández

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Cortez B., Diego E.

Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

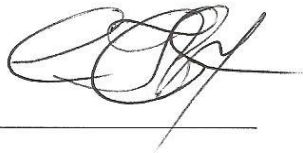
Caracas, Junio 2013

Caracas, Junio de 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Diego E. Cortez B., titulado:

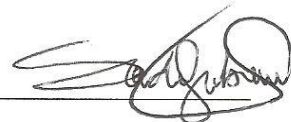
**“EFECTOS DE LA VELOCIDAD DE FLUJO EN LA INYECCIÓN DE
MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN MEDIOS (MPR)
EN MEDIOS POROSOS”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Carlos Gil

Jurado



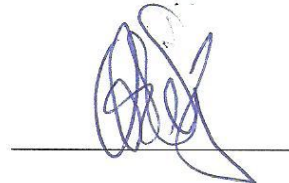
Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Ing. Diego Manfre

Tutor Académico



Ing. Oscar Vernaéz

Tutor Industrial



Ing. Edgar Hernández

Co-tutor industrial





ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: **“EFECTOS DE LA VELOCIDAD DE FLUJO EN LA INYECCIÓN DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA A (MPR) EN MEDIOS POROSOS”**, presentado por el Br. DIEGO E. CORTEZ B., titular de la Cédula de Identidad No. 18.609.424. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los once (11) días del mes de junio del año dos mil trece.

Prof. Alberto Vegas
Jurado Principal

Prof. Sandro Gasbarri
Jurado Principal

Prof. Diego Manfre
Tutor Académico



DEDICATORIA

*A mis padres, Fanny y Néstor
Por su fortaleza y apoyo,
Ejemplos de trabajo y constancia
De progreso y buena voluntad
A mis hermanos, Estefany M. y Andrés E.,
Parte esencial de mi vida
Sus sonrisas motivan mi lucha
Sus lágrimas también son mías
A Anggie Catherine, mi musa y mi calma
Lo amarillo de la vida, lo intangible, la magia
Yace en nuestro cofre
A mi abuelo Enrique Manuel Cortez Roll.
A aquellos que sueñan, que viven
Que no se limitan
Que no se rinden*

Caminante no hay camino, se hace camino al andar... (Antonio Machado)

AGRADECIMIENTOS

A PDVSA-INTEVEP, especialmente a Oscar Vernaéz, por darme la responsabilidad y la oportunidad de formar parte de un proyecto tan interesante. Por el compromiso mostrado a pesar de la distancia y las diferentes situaciones ocurridas en el desarrollo del trabajo. Gracias por hacerme entender que más que obtener un número, un resultado, hay que comprender los fenómenos. Gratitud eterna.

A Edgar Hernández, por formar parte de este proyecto por voluntad propia. Gracias por los aportes, la paciencia, el apoyo. Un ejemplo como ingeniero de petróleo. Un verdadero maestro. Muchísimas gracias.

A todas las personas que de alguna u otra manera estuvieron vinculadas al desarrollo de este proyecto, gracias a: Augusto García, Alejandro Tommasi, Alejandro Benítez, Issa Ferreira, María Llamedo, Daniela Martínez, Ellys Laguado, Manuel Olivo. A los amigos y compañeros de tesis y pasantías: Carlos Rojas, Erik Zea, Andrea Silva, Eduardo Reina, Gabriel Henríquez, Naylet Aguirre, Andrés Ortega, María Matute, Luis Gottfried, entre otros. A la gente de CMG, especialmente a Arnaldo Velásquez, por sus sugerencias y comentarios.

A la Universidad Central de Venezuela, ese espacio donde converge el conocimiento, las ideas. Gracias por brindar un poco de luz, entre tanta sombras. A los profesores que en cada clase imparten conocimiento de una manera especial: César Cárdenas, Orlando Méndez, Pedro Martonano, Arturo Calvo, Alexis Gammiero, Adafel Rincón, Juan Serrano. A Diego Manfre, que a pesar de tantas obligaciones aceptó formar parte de este proyecto, muchísimas gracias por tu aporte. A mis profesores del bachillerato, Daybher Paredes, Yolanda Martínez, y Nayibe Martínez, por su enseñanza tan valiosa en tan temprana etapa.

A las personas con las que he estado compartiendo los últimos 6 años, mis amigos y compañeros: Fabricio, Oswaldo, Luis Carlos, Luis Carrero, Christian, Luis Lli, Alejandro Virgos, Eduardo V., Mileidy, Ana Karina, Thaismar, Isabel, Dayré, Eduardo B., Gustavo A., Floribel, Albany, Kathryn, Aché, Suárez.

A mi familia, que representa la fortaleza más grande que existe. Mis padres y mis hermanos, quizás no entiendan nada de lo que acá se dice, pero el mérito también es de ellos. Lo son todo para mí. A todos los tíos, tías, y primos y primas que me han brindado su apoyo desde pequeño.

A mi novia Anggie Salazar, mi inspiración y mi calma, gracias por tanto apoyo, tanto amor, tanta paciencia. El mérito también es tuyo. Cuenta conmigo, no hasta uno, ni dos, ni tres. Cuenta conmigo. Te amo. A cada integrante de la familia Salazar-Hernández, Alejandra, Michelle, Yanira, Miguel, y especialmente a Maita, la abuela que nunca tuve. Agradecidos eternamente con ustedes.

A Ezequiel Yáñez, mi hermano, y a la familia Yáñez-Corrales, gracias por su apoyo y abrirme las puertas de su casa. Todo esto empezó allá en Cagua, entre Casiquiare y Picolino. Un abrazo.

A Maryelin Fernández, la amiga que pocas veces veo, pero siempre la tengo presente, eres ejemplo de lucha y constancia. Tu voluntad y determinación, me han contagiado. Gracias de corazón.

A todas las personas con las que compartí momentos de estudios, discusiones de política, tertulias de fútbol, filosofía, de música. A todos ellos gracias, totales.

Diego E. Cortez

CORTEZ B., DIEGO E.

**EFFECTOS DE LA VELOCIDAD DE FLUJO EN LA INYECCIÓN
DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA
(MPR) EN MEDIOS POROSOS**

**Tutor Académico: Prof. Diego Manfre. Tutores Industriales: Ing. Oscar Vernaéz
e Ing. Edgar Hernández.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. 2013, 158p.**

Palabras Claves: Modificadores de permeabilidad relativa, pruebas de desplazamientos, métodos químicos para control de agua, microgeles, transporte partículas en medio poroso, simulación 1D a escala de laboratorio, Modelo de Carman-Kozeny.

Resumen. La producción excesiva de agua en pozos petroleros es un problema operacional y económico. La inyección de sustancias químicas como método para solventarla requiere de características selectivas, que le permitan impedir el flujo de agua al hoyo sin afectar el de petróleo (efecto MPR). En este trabajo, se realizaron pruebas de desplazamientos estacionarias en núcleos de Berea, donde se inyectó un agente modificador de permeabilidad relativa (microgeles) a tres caudales diferentes para evaluar el efecto de la velocidad de flujo en la reducción de la permeabilidad. Posteriormente se utilizó la simulación numérica para reproducir las caídas de presión en el núcleo. La reducción de permeabilidad durante la inyección de microgeles disminuye de acuerdo a una función potencial cuando la velocidad de flujo aumenta. Se observó que bajas velocidades de flujo presentan un comportamiento de presión típico de daño a la formación. La saturación de los fluidos presentes en el medio poroso, altera la manera en que se reduce la permeabilidad. Cuando hay presencia de aceite en el medio poroso, la dispersión de microgeles se comporta como una fase intermedia que impide que las partículas entren en contacto con la superficie de la roca para reducir la permeabilidad del medio. El mecanismo de reducción de permeabilidad predominante durante la inyección de microgeles en un medio completamente saturado con agua es el atrapamiento por exclusión de tamaño. Para la inyección de la dispersión de microgeles a altas velocidades de flujo, la ecuación de Carman-Kozeny permite modelar la disminución de permeabilidad en un medio poroso, sin embargo, para bajas velocidades es necesario incluir un factor de daño en el modelo.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	xvi
LISTA DE TABLAS	xix
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
ASPECTOS GENERALES DEL ESTUDIO	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Justificación del problema	5
1.3 Objetivo general	6
1.3.1 Objetivos específicos	6
1.4 Limitaciones de la investigación	7
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	8
2.1 Problemática de la producción de agua en pozos petroleros	8
2.2 Tecnologías para el control de agua	9
2.2.1 Soluciones mecánicas	9
2.2.2 Soluciones químicas	9
2.2.2.1 Sistemas químicos sellantes	10
2.2.2.2 Sistemas químicos no sellantes	10
2.3 Modificadores de permeabilidad relativa	10
2.3.1 Microgeles	11
2.3.2 Clasificación de los microgeles	13
2.3.2.1 Partículas de Geles Preformados (PGP).....	13
2.3.2.2 Geles Dispensos Coloidales (GDC).....	14
2.3.2.3 Bright Water®.....	14

2.3.3 Antecedentes de la inyección de microgeles en aplicaciones de campo	14
2.4. Mecanismos de los modificadores de permeabilidad relativa	15
2.4.1 Caminos separados para el agua y el petróleo	15
2.4.2 Deformación de gel o deshidratación	15
2.4.3 Lubricación	15
2.4.4 Hinchamiento y encogimiento	16
2.4.5 Disminución en el diámetro del flujo	16
2.4.6 Modificación de la mojabilidad	16
2.5 Isotermas de adsorción ^[33]	17
2.5.1 Isoterma de Henry	17
2.5.2 Isoterma de Freundlich	17
2.5.3 Isoterma de Langmuir	17
2.5.4 Isoterma de Brunauer, Emmet y Teller (BET)	18
2.5.5 Isotermas obtenidas experimentalmente	18
2.5.5.1 Tipo I	18
2.5.5.2 Tipo II	18
2.5.5.3 Tipo III	19
2.6 Medio poroso	19
2.6.1 Ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en el medio poroso.....	20
2.6.1.1 Ecuación de Poiseuille	20
2.6.1.2 Ecuación de Darcy	20
2.6.2 Modelo de Carman-Kozeny	21
2.6.2.1 Efectos de los parámetros del Modelo de Carman-Kozeny	22
2.7 Propiedades reológicas de los microgeles	23
2.7.1 Viscosidad de la dispersión de microgeles	24

2.8 Inyectividad de microgeles en medio poroso	24
2.9 Transporte de microgeles en medio poroso	25
2.9.1 Patrones de transporte de microgeles en medio poroso	27
2.9.1.1 Pasar directo	27
2.9.1.2 Adsorción	27
2.9.1.3 Trampa	28
2.9.1.4 Deformar y pasar	28
2.9.1.5 Encogimiento y pasar	28
2.9.1.6 Romper y pasar	28
2.9.2 Relación entre diámetro de partícula y diámetro de garganta de poro	29
2.9.3 Relación entre la presión de inyección y mecanismo de transporte ^[45]	29
2.9.3.1 Pasar	29
2.9.3.2 Romper y Pasar	30
2.9.3.3 Taponamiento	30
2.10 Modelaje de los fenómenos de flujo de microgeles en medio poroso	30
CAPÍTULO III METODOLOGÍA	32
3.1 Materiales y reactivos	33
3.1.1 Agua de formación	33
3.1.2 Aceite	33
3.1.3 Dispersión de microgeles	34
3.1.4 Medio Poroso	35
3.2 Equipos utilizados	36
3.3. Procedimiento experimental	39
3.3.1 Determinación del volumen poroso y porosidad de la roca	39
3.3.2 Medición de la permeabilidad absoluta de la roca	40

3.3.3 Pruebas de desplazamientos en medio porosos	41
3.3.4 Realización de las pruebas de desplazamientos en condiciones de flujo monofásico.....	41
3.3.4.1 Inyección de dispersión de microgel.....	43
3.3.4.2 Inyección de agua post-microgel	43
3.3.5 Pruebas de desplazamientos en condiciones de flujo bifásico.....	44
3.3.5.1 Medición de la tensión interfacial	44
3.3.5.2 Inyección de aceite para alcanzar la saturación de agua irreducible (Swi).....	45
3.3.5.3 Inyección de agua para alcanzar saturación residual de aceite	46
3.3.5.4 Inyección de la dispersión de microgel	47
3.3.5.5 Inyección de agua para desorción	47
3.3.5.6 Inyección de aceite y agua posterior a la inyección de la dispersión de microgeles	47
3.4 Simulación numérica a escala de laboratorio	48
3.4.1 Construcción del modelo de simulación	48
3.4.1.1 Dimensiones del mallado 1D	48
3.4.1.2 Propiedades de la roca, los fluidos, y condiciones iniciales.	50
3.4.1.3 Condiciones iniciales	51
3.4.1.4 Propiedades de los componentes.....	51
3.4.1.5 Cálculo de la fracción molar	52
3.4.1.6 Regla de mezclado lineal para la viscosidad de la fase acuosa.....	52
3.4.1.7 Propiedades roca-fluido	53
3.4.1.8 Pozos	54
3.4.2 Cotejo de la presión de inyección de agua previo a la colocación de microgeles.....	55
3.4.3 Cotejo de presión de inyección de la dispersión de microgeles	55
3.4.3.2 Construcción de diferentes isothermas de adsorción	59

3.4.3.3 Factor de desviación Xi^2	61
3.4.3.4 Análisis de sensibilidad del valor de adsorción máxima	61
3.4.4 Cotejo de presión de inyección de agua posterior a la colocación de microgel	62
3.5 Estimación de la porosidad modificada (ϕ_{mod}) a partir de las ecuaciones de espesor de capas adsorbida ^[59]	62
CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIONES DE RESULTADOS	65
4.1 Efectos de la presencia de arcillas en el medio poroso en las mediciones de permeabilidad.	65
4.2 Comportamiento de la presión de inyección en las pruebas de desplazamientos en condiciones de flujo monofásico.	67
4.2.1 Prueba N°1. Caudal: 0,83 cm ³ /min.....	68
4.2.2. Prueba N°2. Caudal: 2,00 cm ³ /min.....	71
4.2.3 Prueba N°3. Caudal: 4,00 cm ³ /min.....	73
4.3 Efectos de la velocidad de inyección de microgeles en condiciones de flujo monofásico	75
4.4 Inyectividad y rendimiento de los microgeles en pruebas de desplazamientos en condiciones de flujo bifásico	79
4.4.1. Inyección de microgeles dispersos en agua	79
4.4.1.1 Inyección de microgeles dispersos en agua a 0,83 cm ³ /min al 0,1% m/m.	79
4.4.1.2 Inyección de microgeles dispersos en agua a 0.83 cm ³ /min al 1% m/m.	85
4.4.2 Efecto de la mojabilidad de los microgeles en condiciones de flujo bifásico	90

4.4.3 Inyección de microgeles dispersos en aceite en condiciones de flujo bifásico.....	93
4.4.3.1 Inyección de microgeles dispersos en aceite al 0,1% m/m.	93
4.5 Efectos de la reducción de tensión interfacial entre microgel y aceite.....	99
4.6 Comparación entre diámetros de garganta de poro y diámetro de microgeles	102
4.7 Simulación numérica de las pruebas de desplazamientos en condiciones de flujo monofásico	106
4.7.1 Validación del modelo de simulación para la prueba de desplazamiento de 4 cm ³ /min.....	106
4.7.1.1 Inyección de agua antes de inyección de microgeles	106
4.7.1.2 Inyección de dispersión de microgeles	107
4.7.1.3 Inyección de agua posterior al microgel	113
4.7.1.4 Reducción de permeabilidad en el modelo	115
4.7.2 Validación del modelo de simulación para la prueba de desplazamiento de 2 cm ³ /min.....	117
4.7.2.1 Inyección de agua antes de inyección de microgeles	118
4.7.2.2 Inyección de dispersión de microgeles	118
4.8 Comparación de la porosidad modificada (ϕ_{mod}) obtenida utilizando la ecuación de carman-kozeny con la obtenida de la teoría de espesor de capa adsorbida ^[59]	123
CONCLUSIONES	130
RECOMENDACIONES	130
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	131
APÉNDICE	131
A.2 Cálculo de la fracción molar.....	140
A.3 Cálculo de la viscosidad intrínseca de microgel.....	141

A.4 Cálculo de adsorción máxima.....	142
--------------------------------------	-----

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Comparación entre un polímero lineal y un microgel	12
Figura 2.2 Transporte de partículas de microgel en el medio poroso	29
Figura 3.1 Flujo de trabajo	33
Figura 3.2 Viscosidad de una dispersión de microgeles en agua al 0,1% m/m	35
Figura 3.3 Viscosidad de una dispersión de microgeles en aceite al 0,1% m/m.....	36
Figura 3.4 Diagrama del equipo de medio poroso	39
Figura 3.5 Dimensiones de una muestra de Berea	40
Figura 3.6 Mallado del modelo 1	50
Figura 3.7 Mallado del modelo 2	51
Figura 3.8 Curvas de permeabilidad relativa para condiciones de flujo monofásico .	54
Figura 3.9 Datos de terminación de los pozos.	55
Figura 3.10 Algoritmo utilizado para el cotejo de la presión de inyección de la dispersión de microgeles	57
Figura 4.1 Composición mineral de las muestra de Bereas obtenida por rayos X.....	67
Figura 4.2 Arcillas tipo aguja o no hinchables en las muestras de Berea de 300 md.	68
Figura 4.3 Presión de inyección de la prueba de 0,83 cm ³ /min	69
Figura 4.4 Reducción del área disponible al flujo en una garganta de poro por la presencia de microgeles.....	71
Figura 4.5 Restricción al flujo por acumulación de microgeles una garganta de poro.	72
Figura 4.6 Restricción al flujo por taponamiento e hinchamiento de microgeles en el medio poroso.	72
Figura 4.7 Presión de inyección de la prueba de 2,00 cm ³ /min	73
Figura 4.8 Presión de inyección de la prueba de 4,00 cm ³ /min	75
Figura 4.9 Reducción de permeabilidad para los diferentes caudales de inyección de microgeles	77

Figura 4.10 Factor de resistencia residual vs Caudal de inyección en condiciones de flujo monofásico.....	79
Figura 4.11 Presión de inyección para la prueba de microgeles dispersos en agua al 0,1% m/m en condiciones de flujo bifásico	82
Figura 4.12 Puntos finales de la curva de permeabilidad relativa para la inyección de microgeles dispersos en agua al 0,1% m/m.....	85
Figura. 4.13 Presión de inyección para la prueba de microgeles dispersos en agua al 1% m/m en condiciones de flujo bifásico	87
Figura 4.14 Puntos finales de la curva de permeabilidad relativa para la inyección de microgeles dispersos en agua al 1% m/m.....	90
Figura 4.15 Distribución de los fluidos en un poro en condiciones de flujo bifásico.	92
Figura 4.16 Presión de inyección para la prueba de microgeles dispersos en aceite al 0,1% en condiciones de flujo bifásico	96
Figura 4.17 Puntos finales de la curva de permeabilidad relativa para la inyección de microgeles dispersos en aceite al 0,1%.	98
Figura 4.18 Interfase entre agua y aceite	101
Figura 4.19 Interfase entre microgel y aceite.....	101
Figura 4.20 Tensión interfacial agua/aceite y microgel/aceite.....	102
Figura 4.21 Distribución de diámetros de partículas de microgeles	103
Figura 4.22 Distribución de tamaño de poro.....	104
Figura 4.23 Distribución de 1/3 de diámetro de poro y distribución de diámetro de microgel.....	105
Figura 4.24 Presión de inyección de agua antes de microgel, en el Modelo 1.	108, 119
Figura 4.25 Razón de porosidad vs Razón de permeabilidad	110
Figura 4.26 Presión de inyección para las diferentes isothermas al valor de adsorción máxima	111
Figura 4.27 Presión de inyección de microgeles para los diversos escenarios de adsorción máxima.....	113
Figura 4.28 Factor de desviación para los diferentes escenarios de adsorción	114

Figura 4.29 Inyección de agua posterior a la colocación de microgel	115
Figura 4.30 Presión de inyección para el escenario óptimo del modelo 1	116
Figura 4.31 Permeabilidad del modelo antes de la inyección de microgeles.....	117
Figura 4.32 Permeabilidad del modelo durante la inyección de microgeles.....	117
Figura 4.33 Permeabilidad del modelo después de la inyección de microgeles	118
Figura 4.34 Inyección de agua antes de microgel, para el modelo 2	119
Figura 4.35. Razón de porosidad vs Razón de permeabilidad	120
Figura 4.36 Presión de inyección para las isothermas de adsorción del modelo 2.	121
Figura 4.37 Presión de inyección de microgeles para los diversos escenarios de adsorción máxima considerando Langmuir.....	123
Figura 4.38 Factores de desviación para los diferentes escenarios de adsorción del modelo 2 considerando Langmuir	124
Figura 4.39 Error porcentual de los valores de porosidad modificada obtenidos de Carman-Kozeny y Espesor de Capas adsorbidas para el modelo 1.....	125
Figura 4.40 Error porcentual de los valores de porosidad modificada obtenidos de Carman-Kozeny y Espesor de Capas adsorbidas para el modelo 2.....	127
Figura 4.41 Reducción de volumen poroso por entrapamiento de microgeles en la garganta de poroso.....	128
Figura 4.42 Discretización de las cercanías del pozo para un proceso de inyección de microgeles modelado por la ecuación de Carman-Kozeny	128
Figura C.1 Dispersión de microgeles en agua al 1% m/m	158
Figura C.2 Dispersión de microgeles en aceite al 0,1% m/m.	158
Figura C.3 Imagen de microscopía de barrido para una sección de Berea.	159

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Composición iónica del agua de formación.....	34
Tabla 3.2 Propiedades del aceite mineral.....	34
Tabla 3.3 Viscosidades de los fluidos.....	35
Tabla 3.4 Propiedades de la roca para las pruebas en condiciones monofásicas.....	43
Tabla 3.5 Condiciones de las pruebas monofásicas y constantes de fluidos	43
Tabla 3.6 Propiedades de la roca para las pruebas en condiciones bifásicas.....	46
Tabla 3.7 Dimensiones del mallado para los modelos.....	50
Tabla 3.8 Propiedades de la roca.....	51
Tabla 3.9 Condiciones iniciales	52
Tabla 3.10 Propiedades de los componentes.....	52
Tabla 4.1 Permeabilidades antes y después de la inyección de microgeles.....	76
Tabla 4.2 Permeabilidades y saturaciones para la prueba de inyección de microgeles dispersos en agua al 0,1% m/m para condiciones de flujo bifásicos.....	81
Tabla 4.3 Permeabilidades y saturaciones para la prueba de inyección de microgeles dispersos en agua al 1% para condiciones de flujo bifásicos.	86
Tabla 4.4 Permeabilidades y saturaciones para la prueba de inyección de microgeles dispersos en aceite al 0,1% para condiciones de flujo bifásicos.	95
Tabla 4.5 Parámetros estadísticos de la distribución de diámetro de microgeles	103
Tabla 4.6 Parámetros estadísticos de la distribución de diámetro de poro	104
Tabla 4.7 Parámetros para obtener la adsorción máxima	106
Tabla 4.8 Adsorción máxima y exponente de Carman-Kozeny para el modelo 1....	109
Tabla 4.9 Factor de Desviación para las isothermas construidas.....	111
Tabla 4.10 Escenarios de adsorción y exponente de Carman-Kozeny	112
Tabla 4.11 Valores del factor de desviación para los diferentes escenarios de adsorción	113
Tabla 4.12 Parámetros de adsorción del escenario óptimo para el modelo 1.	116
Tabla 4.13 Adsorción máxima y exponente CK para el modelo 2	120

Tabla 4.14 Factores de desviación de las isothermas del modelo 2.....	122
Tabla 4.15 Escenarios de adsorción para el modelo 2 considerando Langmuir	122
Tabla 4.16 Factores de desviación para los diferentes escenarios de adsorción del modelo 2 considerando Langmuir	123
Tabla. 4.17 Comparación entre porosidad modificada a partir de Carman-Kozeny y Espesor de capas adsorbidas para el modelo 1 ($4\text{ cm}^3/\text{min}$).....	125
Tabla. 4.18 Comparación entre Porosidad modificada a partir de Carman-Kozeny y Espesor de capas adsorbidas para el modelo 2 ($2\text{ cm}^3/\text{min}$).....	126
Tabla B.1 Distribución de tamaño de partícula de microgeles	146
Tabla B.2 Distribución de $1/3$ de diámetro de poro	147
Tabla B.3 Isotherma de Langmuir para el escenario de adsorción máxima del modelo 1.....	148
Tabla B.4 Isotherma de Freundlich para el escenario de adsorción máxima del modelo 1	149
Tabla B.5 Isotherma de Henry para el escenario de adsorción máxima del modelo 1	150
Tabla B.6 Isotherma de BET para el escenario de adsorción máxima del modelo 1..	151
Tabla B.7 Isotherma de Langmuir para el escenario de adsorción máxima del modelo 2	152
Tabla B.8 Isotherma de Freundlich para el escenario de adsorción máxima del modelo 2	153
Tabla B.9 Isotherma de Henry para el escenario de adsorción máxima del modelo 2..	154
Tabla B.10 Isotherma de BET para el escenario de adsorción máxima del modelo 2	155
Tabla B.11 Escenarios de adsorción máxima (Ad_{max}) para la prueba de $4\text{ cm}^3/\text{min}$	156
Tabla B.12 Escenarios de adsorción máxima (Ad_{max}) para la prueba de $2\text{ cm}^3/\text{min}$	156

INTRODUCCIÓN

Los volúmenes de agua asociados a la producción de hidrocarburos representan una problemática en ascenso para las compañías operadoras en el área de petróleo y gas. En el 2011, la industria petrolera gastó más de 50 mil millones de dólares en el manejo del agua producida, estos costos incluyen disposición, transporte, reinyección y tratamiento del agua que se produjo^[1]. La estimación actual de la producción de agua promedio a nivel mundial es de 3 barriles de agua por 1 barril de petróleo producido^[2], en Venezuela, los datos de producción de agua corresponden a 5,3 barriles de agua por 1 barril de petróleo^[3], destacándose el corte de agua de la región Centro Sur (Barinas, Apure), donde el valor promedio alcanza 80%. Estas cifras reflejan la necesidad de buscar soluciones óptimas a este problema. Las técnicas actuales empleadas para controlar la producción excesiva de agua en pozos de petróleo y gas, se clasifican en dos grupos: sistemas mecánicos y sistemas químicos. Los sistemas mecánicos, consisten en la colocación de herramientas o dispositivos (empacaduras mecánicas o inflables, tapones, hidrociclones, etc.) que aíslan las zonas productoras de agua, o en su defecto evitan la producción de agua en superficie. Los tratamientos químicos se distinguen por su fácil y rápida implementación, su moderado costo y su inmediata respuesta al pozo tratado. Estos tratamientos se clasifican en sistemas sellantes y sistemas no sellantes, los primeros bloquean totalmente el flujo de fluidos a través del medio poroso, por su parte, los no sellantes restringen pero no bloquean el paso de fluidos a través del medio poroso^[4].

La mayor utilidad que presentan los sistemas no sellantes, es que reducen la permeabilidad efectiva al agua en una proporción mayor que al hidrocarburo, impidiendo de esta manera la producción de agua sin afectar el flujo de la fase oleica. Esta característica de selectividad permite calificar a algunos sistemas químicos no sellantes como Modificadores de Permeabilidad Relativa (MPR). Además de la

selectividad, los MPR ofrecen otras ventajas al momento de su aplicación en pozos: no requieren aislamiento de intervalos en el yacimiento, pueden ser inyectados por el cabezal del pozo, tienen alta estabilidad térmica, y su impacto ambiental es mínimo^[5]. Uno de los modificadores de permeabilidad relativa son los microgeles, estos, son partículas coloidales de geles poliméricos, se caracterizan por ser de tamaño controlado, además de ser flexibles y suaves. El uso de microgeles ha demostrado ser un método efectivo para control de agua en pozos de petróleo y gas^[5].

Las ventajas que ofrecen los tratamientos MPR, y en especial los microgeles representan una tecnología con gran potencial para solventar el problema de la producción excesiva de agua, no obstante las aplicaciones de MPR en campo no han sido muy exitosas, una posible causa radica en la limitada cantidad de estudios que hagan referencia a fundamentos teóricos confiables que permitan entender todos los fenómenos envueltos en este tipo de tratamiento, específicamente en lo que concierne a los mecanismos de transporte de las partículas preformadas a través del medio poroso, la manera en que estas se entrapan y/o adsorben en la superficie de la roca.

Por lo tanto este trabajo se plantea la necesidad de evaluar la tecnología de microgeles mediante procedimientos experimentales en laboratorio con el fin de estudiar el efecto de la velocidad del flujo en la inyección en estos tratamientos, en los cambios de porosidad-permeabilidad que ocurren en el medio poroso y de esta manera contribuir al desarrollo y mejoramiento de la tecnología de MPR como método de control de agua en pozos petroleros.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES DEL ESTUDIO

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los modificadores de permeabilidad relativa han demostrado reducir la permeabilidad al agua sin causar daño en la zona de petróleo^[6], no obstante a pesar que se han realizado muchas pruebas de laboratorio en la aplicación de tratamientos MPR, su éxito en campo oscila entre 40 y 50% aproximadamente ^[7]. Durante la aplicación de estos tratamientos se llevan a cabo varios procesos físicos y químicos dentro del medio poroso, siendo fundamental la adsorción y/o entrapamiento de las partículas poliméricas en los poros de la roca. El cambio de porosidad producto de las partículas que entran al volumen poroso reduce la permeabilidad, sin embargo esta relación no es lineal, e incluso altera de manera diferente a la fase acuosa y a la fase oleica.

La efectividad del tratamiento, se ve afectada por múltiples factores, en el caso de la roca (litología, porosidad, permeabilidad, distribución del tamaño de poros) y en el caso del MPR se ve afectado por el polímero que lo constituye, la síntesis, la concentración, la temperatura, etc. La velocidad con que las partículas transitan en el medio poroso es un parámetro crítico que incide en el éxito del tratamiento, se ha reportado que bajos caudales de inyección de un tratamiento MPR, logran una reducción efectiva de la permeabilidad relativa al agua, sin afectar la permeabilidad efectiva al petróleo ^[8], este argumento pone en entredicho que el fenómeno de adsorción dependa únicamente de la concentración del polímero, tal como se sostiene en trabajos previos^[9].

La capa de polímero adsorbida sobre la superficie de una roca puede ser representada por una ecuación que relaciona la cantidad de sustancia que puede adsorberse

presente en la solución polimérica con un porcentaje de superficie cubierta. Dicha ecuación se conoce comúnmente como isoterma de adsorción. Las isotermas de adsorción propuestas por Langmuir y Freundlich son comúnmente usadas en la literatura para la adsorción de polímeros en medio porosos ^[7].

Una vez que las partículas poliméricas entran al medio poroso y se entrapan o se adsorben, representan un cambio en el volumen disponible al flujo, traduciéndose en una reducción de porosidad, que deriva en un cambio de permeabilidad, el cual no es necesariamente lineal. Se han planteado ecuaciones que relacionan porosidad con permeabilidad, como la ecuación de Carman Kozeny^[10], sin embargo no han sido utilizadas como herramienta para predecir el cambio de permeabilidad producto de la inyección de un tratamiento MPR en medios porosos.

A escala de campo es sabido que durante la inyección de una solución polimérica las fuerzas de corte son proporcionales a la velocidad lineal del fluido en el medio poroso, a su vez en el entorno de un pozo vertical, donde el flujo es radial la velocidad lineal decae de manera recíproca con el radio de penetración que alcance la solución química en el medio, todo esto lleva a considerar que en las cercanías del pozo las fuerzas cortantes serán máximas y estas tendrán repercusión en el fenómeno de adsorción/entrapamiento afectando por último la respuesta del tratamiento.

Los postulados anteriores, son el de punto de partida para un análisis sistemático del efecto de la velocidad de flujo en la inyección de microgeles en medio porosos, con el objetivo de determinar los efectos que tiene sobre la respuesta final del tratamiento, específicamente en la reducción de la permeabilidad, utilizando un simulador de yacimientos para modelar mediante la ecuación de Carman-Kozeny dicha reducción de permeabilidad, la herramienta de simulación numérica a utilizar no cuenta con opciones que permitan introducir la adsorción en función de la velocidad de inyección, por ello es necesario establecer relaciones que provean modelos de predicción confiables que permitan representar las inyección de MPR en medios porosos y eventualmente escalarlas a condiciones de campo.

1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

En los yacimientos de hidrocarburos, coexisten el petróleo, el gas, y el agua, que es un elemento que repercute de manera notable en el comportamiento del sistema pozo-yacimiento a lo largo de la vida productiva de todo campo petrolero. El agua puede irrumpir en el pozo proveniente de algún acuífero o por la inyección de agua de pozos vecinos. En la actualidad, dado que la mayoría de los pozos en producción se encuentran en campos maduros o en su etapa final, la producción de petróleo está asociada inevitablemente a la producción de agua, lo cual trae consigo diversos problemas técnicos, operacionales, ambientales y económicos, que pueden llevar a considerar el abandono del pozo ^[11].

La presencia de agua en el hoyo acarrea problemas tales como: reducción de la productividad del pozo, aumento de la presión hidrostática y por lo tanto mayor requerimiento de presión para producir petróleo, aceleración de los procesos de corrosión, formación de escalas en las tuberías, desarrollo de bacterias y en algunos casos producción de arena ^[11].

La aplicación de tratamientos químicos en lugar de tratamientos mecánicos, se debe en muchos casos al tipo de terminación de determinados pozos (como el caso de empaque con grava), el cual impide la colocación de herramientas o dispositivos que controlen la producción de agua, la desviación del pozo es también otro factor a considerar. Actualmente la tendencia mundial se orienta en la perforación de pozos horizontales. En Venezuela en particular los desarrollos en la Faja Petrolífera del Orinoco siguen este patrón, incluso muchos de ellos son terminados con empaque con grava para controlar la producción de arena, lo que hace aun más pertinente el estudio y desarrollo de tecnologías de carácter químico selectivo para futuros problemas de control de agua en los yacimientos que constituyen una región con reservas tan importantes como lo es la Faja Petrolífera del Orinoco.

El potencial de la tecnología de MPR esta muchas veces limitado, debido a la ausencia de una herramienta de predicción del tratamiento químico que sea confiable y simple, a pesar que existe un volumen considerable de pruebas de flujo de núcleos realizadas en laboratorio, pocas han sido conectadas a un modelo predictivo [7]. Por ello es acertado seguir estudiando los mecanismos que involucran los tratamientos MPR, en especial los relacionados con la adsorción y su interrelación con la velocidad de inyección, que es un factor crítico en la reducción de permeabilidad, de manera que se dilucide el panorama referente a la forma en que se adhieren/entrampan las partículas en la superficie de la roca, y como es la relación entre la porosidad modificada y la permeabilidad posterior a la inyección del MPR. A mediano y largo plazo, estos estudios conducirán a un mayor entendimiento de la tecnología, de manera que pueda ser masificada en aras de controlar de manera eficiente la producción excesiva de agua.

1.3 OBJETIVO GENERAL

Estudiar los efectos de la velocidad de flujo en la inyección de un modificador de permeabilidad relativa (microgeles) en medios porosos.

1.3.1 Objetivos específicos

1. Evaluar el rendimiento del agente MPR (microgeles) en las pruebas de desplazamientos realizadas en medios porosos a tres velocidades diferentes.
2. Identificar las variables experimentales que se utilicen como datos de entrada para un simulador numérico de yacimientos, y determinarlas experimentalmente en laboratorio.
3. Reproducir mediante la simulación numérica de yacimientos los resultados obtenidos en laboratorio.
4. Hacer un análisis de sensibilidad de las variables de entrada en el simulador y sus efectos en la aplicación de tratamientos MPR.

1.4 LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN

- Determinar la concentración de la dispersión microgeles a la salida del medio poroso resulta complicado con los métodos disponibles actualmente, dicha concentración es útil para estimar la adsorción máxima llevada a cabo en el medio poroso.
- La herramienta de simulación empleada, no permite introducir la velocidad de flujo de la inyección como dato de entrada para la simulación, ni permite relacionarlo con la adsorción.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 PROBLEMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS PETROLEROS

El agua que se encuentra atrapada en las formaciones subterráneas y que es traída a la superficie junto con el flujo de hidrocarburos mediante el pozo, acarrea problemas técnicos y operacionales, entre ellos ^[11]:

- Reducción de la productividad del pozo.
- Aumento de la presión hidrostática y por lo tanto mayor requerimiento de presión para producir hidrocarburos.
- Aceleración de los procesos de corrosión.
- Formación de escalas en las tuberías, desarrollo de bacterias.
- Producción de arena en algunos casos (dependiendo la formación).

Evidentemente, la producción de hidrocarburos está asociada a un porcentaje de agua, para ello es preciso diferenciar los tipos de agua que entran al hoyo. El agua que puede ser producida sin afectar negativamente se conoce como *Agua Buena* (o aceptable), la cual beneficia el desplazamiento del petróleo y los volúmenes de dicha agua están dentro de los parámetros económicos establecidos por la compañía operadora, por otra parte el *Agua Mala* (o excesiva) es aquella que se encuentra fuera de los valores económicos aceptables para la operadora, y además presenta una desfavorable relación de movilidad que impide que el petróleo sea producido ^[11].

Los problemas que originan la alta producción de agua pueden clasificarse en dos grupos: los asociados al pozo y los asociados al yacimiento, los primeros están

vinculados a problemas asociados a la configuración mecánica y/o terminación del pozo, los segundos tienen que ver con características propias del yacimiento, por ejemplo: conificación o canalización del agua debido a las heterogeneidades de la formación (fallas, barreras, fracturas naturales, laminación) ^[12].

2.2 TECNOLOGÍAS PARA EL CONTROL DE AGUA

Las tecnologías de control de agua incrementan la rentabilidad para las empresas operadoras mediante el aumento de la vida productiva del pozo, la reducción de los costos de levantamiento, además minimiza los gastos de disposición y tratamiento del agua que se produce, así como también los correspondientes al mantenimiento del pozo ^[12].

Dependiendo del tipo de problema presentado, existen diferentes tecnologías de mitigación, con ventanas de aplicaciones muy específicas, de acuerdo a la fuente del agua y la entrada del agua al hoyo, no obstante, estas se pueden clasificar en dos vertientes principales: mecánicas y químicas ^{[13] [14]}.

2.2.1 Soluciones mecánicas

Consisten en el aislamiento de intervalos productores de agua, mediante la colocación de empacaduras, separadores de fondo (hidrociclones), o realizando un cañoneo en un intervalo superior al que presenta el problema. Se caracterizan por ser opciones de alto costo en relación a las soluciones químicas ya que requieren modificaciones en la terminación del pozo.

2.2.2 Soluciones químicas

Consisten en la inyección de alguna sustancia química en el intervalo productor de agua, se caracterizan por no necesitar modificación en la terminación del pozo, y a excepción de los tratamientos con cementos convencionales, la inyección de estas sustancias químicas ofrece penetración en la formación que los métodos mecánicos

no logran. Presentan un abanico de opciones que se adaptan a las características del yacimiento en cuestión, se cuenta con: cementos (convencionales, microfinos), geles duros, geles suaves, así como partículas de geles preformados, microgeles, polímeros asociativos, entre otros. Las soluciones químicas se clasifican a su vez en sellantes y no sellantes.

2.2.2.1 Sistemas químicos sellantes

Son aquellos que tienen la capacidad de bloquear totalmente el flujo de cualquier fluido al pozo, por lo que comúnmente son utilizados para modificar el perfil de producción o inyección en pozos completados en yacimientos con alta heterogeneidad, mediante el bloqueo de zonas ofensoras. Es muy común, usarlos en zonas donde el aislamiento mecánico no es posible. Incluye los cementos y geles duros.

2.2.2.2 Sistemas químicos no sellantes

También conocido como selectivos, estos sistemas presentan una menor consistencia, mayor fluidez y elasticidad. Su característica más resaltante es la capacidad que tienen de disminuir la permeabilidad efectiva al agua en una proporción mucho mayor que al petróleo, lo cual se conoce como efecto modificador de permeabilidad relativa o disminución desproporcionada de la permeabilidad (DPR).

2.3 MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Los modificadores de permeabilidad relativa (MPR) disminuyen la permeabilidad efectiva al agua en la matriz poral de la roca sin afectar considerablemente la permeabilidad efectiva al hidrocarburo. También llamados Reductores Desproporcionados de Permeabilidad (en inglés, DPR), un MPR es típicamente una solución polimérica que se caracteriza muchas veces por ser catiónica, hidrofílica, soluble en agua ^[15].

El sistema más simple involucra una poliacrilamida o una poliacrilamida parcialmente hidrolizada, el polímero es inyectado al medio poroso como una solución de baja viscosidad, las partículas poliméricas presentes en dicha solución se adhieren en la superficie del medio poroso, mediante la acción de diferentes mecanismos que actúan en conjunto, tales como: adsorción, entrapamiento mecánico, etc., produciendo así la reducción del espacio poral de la matriz afectando en mayor proporción el flujo de agua ^[16]. El propósito de los modificadores de permeabilidad relativa es aplicarlos en aquellos pozos productores con el objetivo de reducir los volúmenes de agua producidos sin afectar la producción de hidrocarburos.

2.3.1 Microgeles

Son partículas coloidales de geles poliméricos entrecruzados, las cuales se encuentran en una fase continua que comúnmente es el agua, y se consideran como uno de los MPR más importantes. Estos coloides están disponibles en diferentes tamaños desde 0.3 micras hasta 2 micras, inclusive hay casos mayores a 2 micras. Una de las ventajas que ofrecen los microgeles es que debido a su tamaño controlado, además de su suavidad y flexibilidad, estos pueden ser transportados al yacimiento sin aislamiento mecánico ^[5].

El microgel presenta estabilidad térmica, química y mecánica producto de la estructura entrecruzada químicamente. El comportamiento reológico de los microgeles se encuentra entre polímeros lineales y esferas duras, dependiendo de la densidad del entrecruzador. Son más rígidos y menos penetrables que los polímeros lineales ^[17].

Los entrecruzadores que se utilizan para la síntesis de microgeles pueden clasificarse en dos: orgánicos e inorgánicos, los agentes inorgánicos más usados son el Cr^{+3} , Al^{+3} , Zr^{+4} , los cuales son usados con poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, estos entrecruzadores generan capas iónicas con los grupos carboxilatos (cargados negativamente). Por su parte los entrecruzadores orgánicos son más estables a altas

temperaturas debido a los enlaces covalentes generados con los grupos de poliacrilamidas ^[18].

Los microgeles pueden ser producidos con una densidad de entrecruzador baja, la cual los hace suaves, o con una densidad de entrecruzador alta, la cual los hace fuertes o menos deformables. Los microgeles mas pequeños tienen casi el mismo tamaño que el polímero (0,3 micras), sin embargo sus entrecruzamientos internos los hacen mas rígidos y estables que el polímero convencional ^[19].

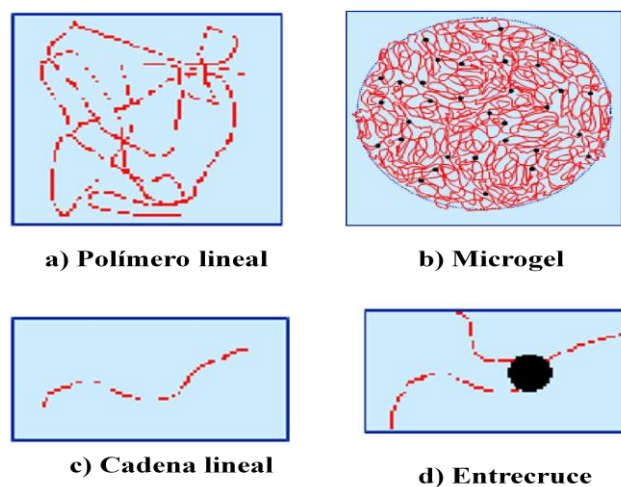


Figura 2.1 Comparación entre un polímero lineal y un microgel [20]

Los microgeles ideales para problemas de control de agua deben ser: insensibles al corte y a las condiciones físico-químicas del yacimiento; tolerantes a aguas de alta salinidad y dureza; compatibles con cualquier agua de mezcla; de tamaño controlado, es decir suficientemente pequeño para asegurar profundidad en el tratamiento y suficientemente grande para reducir significativamente la permeabilidad al agua; ser suficientemente suave para ser un modificador de permeabilidad relativa, y que se adsorba fuertemente en las superficie de los poros a largo plazo; y por supuesto no ser tóxico para el ambiente ^[5].

En relación a las aplicaciones en pozos, los microgeles son preparados en las facilidades de superficie, y posteriormente inyectados por lo tanto no ocurre

gelificación en el yacimiento, los microgeles usualmente tienen un solo componente durante la inyección y tienen poca sensibilidad a los iones multivalentes, y H_2S ^[21].

El uso de microgeles ha demostrado ser un método efectivo en control de permeabilidad en profundidad y/o modificador de permeabilidad para control de producción de agua ^[22]. Cabe destacar que los MPR fueron inicialmente desarrollados para control de agua en pozos petroleros, sin embargo dadas su propiedades únicas, su aplicación ha sido extendida a otros campos tales como: como agente divergente en tratamientos de estimulaciones ácidas; como un aditivo en los tratamientos de fracturamiento hidráulico en zonas cercanas al agua; como una píldora para control de pérdida de fluido, además para métodos de recuperación mejorada. Más de 1500 trabajos han sido llevados a cabo con estos MPR, combinando sus diferentes aplicaciones ^[8].

2.3.2 Clasificación de los microgeles

Dado los inconvenientes ya mencionados que presentan las inyecciones de sistemas que gelifican dentro del medio poroso, en los últimos años se han estado desarrollando diferentes sistemas comerciales fundamentados en los microgeles, estos sistemas presentan sutiles diferencias, entre ellas: los tamaños de partículas, y la manera de elaborarlas. Las más importantes son las siguientes:

2.3.2.1 Partículas de Geles Preformados (PGP)

Conocidos también como PPG (Particle Preformed Gels, en inglés), estas partículas son geles insolubles que se hinchan en agua para dar una suspensión estable. El tamaño de estas partículas está en los órdenes de decenas de micras (10-100 micras), e incluso se han utilizado para ciertas aplicaciones partículas de hasta 3 mm de diámetro. Su razón de hinchamiento en agua puede ir desde 30 a 200 veces su tamaño original, y es ligeramente controlada ^[23].

2.3.2.2 Geles Dispersos Coloidales (GDC)

Se caracterizan porque parten de soluciones poliméricas de baja concentración y poco entrecruzador, conocidos también como CDG (Coloidal Dispersion Gels, en inglés), para su formulación puede utilizarse cualquier tipo de entrecruzador metálico. Las concentraciones de polímero están entre 100 y 1200 ppm, de manera que la solución polimérica se encuentre en el rango diluido y no pueda formar macrogeles, sino una dispersión de partículas de geles donde predominen los entrecruzamientos intramoleculares sobre los intermoleculares. Tienen poca estabilidad térmica, y sensibilidad al oxígeno ^[23].

2.3.2.3 Bright Water®

Son sistemas de geles dispersos con un mecanismo novedoso y muy efectivo para tratamientos de control de agua y divergencia profunda. Estos geles son partículas poliméricas micrónicas y submicrónicas, denominadas también *Kernel*, que forman una dispersión de baja viscosidad y que por un efecto de activación promovido por la temperatura y el tiempo, aumentan de tamaño para alcanzar altas viscosidades y tener efectos de taponamiento dentro del medio poroso. La capacidad de hinchamiento dependerá de la salinidad del medio ^[23].

2.3.3 Antecedentes de la inyección de microgeles en aplicaciones de campo

En los campos petroleros de China, se han realizado hasta la actualidad la mayor cantidad de tratamientos de inyección de partículas de geles preformadas para el control de la producción de agua. Más de 2000 pozos han sido intervenidos con tecnología PGP, aumentando la producción de hidrocarburos y disminuyendo los volúmenes de agua producidos en dichos pozos ^[24]. En pozos de gas también se han realizado intervenciones para disminuir la producción de agua con éxito, el factor de reducción de permeabilidad efectiva al agua en este caso fue de 3 a 5 ^[20].

2.4. Mecanismos de los modificadores de permeabilidad relativa

Los modificadores de permeabilidad relativa afectan selectivamente la permeabilidad efectiva al agua sin causar daño en el flujo de petróleo o gas. Es importante mencionar que una vez que el polímero es adherido a la roca, solo restringe el flujo de agua y no bloquea completamente el flujo de está como en el caso de los geles sellantes [8]. Varias teorías han sido propuestas para explicar el efecto MPR.

2.4.1 Caminos separados para el agua y el petróleo

En medios porosos constituidos principalmente por cuarzo (areniscas) el camino al agua es más cercano a la superficie de la roca, mientras que los hidrocarburos tienden a fluir en el medio de los capilares, esto, producto de la preferencia de la roca a ser adherida por el agua y no por hidrocarburos. Por lo tanto, una vez los microgeles se adhieran o entrapen, restringirán el flujo de agua en mayor proporción que el flujo de petróleo.

2.4.2 Deformación de gel o deshidratación

Investigadores manifiestan que el efecto MPR depende principalmente de la habilidad exclusiva del petróleo para abrir un canal a través de los geles base agua ya que los deforman elásticamente y/o lo deshidratan. Observaciones realizadas en micromodelos de vidrios saturados totalmente con geles, muestran que el flujo de agua fluye a través de la estructura de gel, mientras que el petróleo crea sus propios caminos a través del gel ^[25].

2.4.3 Lubricación

Aplica a núcleos mojados al agua donde una capa de polímero o gel es adsorbida en las paredes del poro, la presencia de una interfase polímero adsorbido/hidrocarburo efectivamente “lubrica” el flujo de petróleo o gas a través del centro de los poros, la

creación de esta película de agua/polímero en las paredes de cada poro reduce el arrastre friccional del petróleo fluyendo sobre dicha película de agua^{[26] [27] [28]}.

2.4.4 Hinchamiento y encogimiento

El polímero del agente MPR se hidrata e hincha en presencia de agua y se encoge en presencia de hidrocarburos. La suposición es que el polímero tiene la capacidad de hincharse y restringir el flujo de agua a través del espacio poroso, y en la presencia de hidrocarburos el polímero se encoge, disminuyendo el volumen del espacio poroso que ocupa. Esta propiedad debe resultar en caminos reducidos para el agua y caminos más abiertos para el petróleo en el medio poroso^{[29] [30]}.

2.4.5 Disminución en el diámetro del flujo

Existe una disminución significativa en el diámetro de la garganta de poro, debido a la adsorción de la película polimérica en las paredes del medio poroso lo cual reducirá significativamente la permeabilidad a ambas fases^[31].

2.4.6 Modificación de la mojabilidad

La adsorción e hidratación del polímero en los espacios porosos incrementará efectivamente la mojabilidad al agua en el medio poroso. El resultado es una disminución en la permeabilidad al agua y un posible incremento en la permeabilidad al petróleo. Este efecto puede ser probado a través de un análisis de las curvas de permeabilidad relativa^[31].

Resultados a partir de los estudios reportados muestran que un sólo mecanismo no puede ser usado para explicar el efecto MPR en cada circunstancia, por lo tanto no existe un consenso en este aspecto. Diferentes interpretaciones puede ser alcanzada a partir de variaciones en las condiciones y procedimientos en los experimentos. Sin embargo, todas las evidencias conducen a aceptar que el MPR es el resultado

combinado de un bloqueo preferencial a los canales de agua y la habilidad exclusiva de dejar fluir al petróleo mucho mas fácil a través del gel ^{[25] [32]}.

2.5 ISOTERMAS DE ADSORCIÓN ^[33]

Los niveles de adsorción pueden depender de las concentraciones de los fluidos, de la temperatura y de las características del tipo de roca (porosidad, permeabilidad). La adsorción es usualmente descrita mediante isothermas, éstas relacionan la cantidad de adsorbato en el adsorbente como función de la presión (en el caso de gas) o de la concentración (en el caso de líquido) a una temperatura constante. La literatura reporta varias ecuaciones de isothermas de adsorción, entre ellas:

2.5.1 Isotherma de Henry

Es la isoterma de adsorción más simple, también conocida como la isoterma de adsorción lineal. Establece que la adsorción es directamente proporcional a la concentración del soluto. Considera que una vez adsorbida la sustancia, no existen interacciones entre las moléculas adsorbidas. Solo aplica a muy bajas concentraciones ^[34].

2.5.2 Isotherma de Freundlich

No supone la formación de una monocapa, presenta una distribución exponencial de la energía de los sitios de adsorción ^[34].

2.5.3 Isotherma de Langmuir

Es aplicable cuando el proceso en la adsorción es de tipo químico y algunas veces de tipo físico. Algunas de las consideraciones de esta isoterma son: la adsorción ocurre en monocapas, asumiendo que cada sitio de adsorción puede adherir solo una molécula de adsorbato; no existe interacción entre las moléculas adsorbidas, la superficie de la roca es homogénea; la adsorción es localizada (solo en lugares activos

de la superficie); la energía de adsorción es la misma para todos los sitios de adsorción. La isoterma de Langmuir ha sido muchas veces referida como un simple ajuste de curvas, ya que algunas de las suposiciones son intuitivamente difíciles, sino imposibles de reunir ^[35] ^[34].

2.5.4 Isotherma de Brunauer, Emmet y Teller (BET)

Este modelo amplía la teoría del modelo de monocapa de Langmuir mediante la introducción de ciertas suposiciones, que incluyen la adsorción multicapas y la condensación capilar en el caso de los gases. La adsorción en la primera capa tiene lugar sobre sitios en la superficie de energía homogénea, luego las moléculas adsorbidas en la primera capa actúan como sitios de adsorción de la segunda capa y así sucesivamente ^[35].

2.5.5 Isothermas obtenidas experimentalmente

Experimentalmente se pueden obtener varios tipos de isothermas. Algunas de ellas son las siguientes:

2.5.5.1 Tipo I

Describe una adsorción monocapa, puede ser fácilmente obtenida usando la isoterma de adsorción de Langmuir. En el caso de la ecuación de BET, cuando C/C_0 es mucho menor que 1 y k es mucho mayor que 1, lleva a la formación de monocapas y esta isoterma tipo I es obtenida.

2.5.5.2 Tipo II

Una isoterma tipo II es obtenida cuando $k > 1$ en la ecuación de BET. Esta es la isoterma más común obtenida cuando se usa la ecuación de BET. Al inicio la formación de monocapas empieza, y luego a concentraciones medianas o más altas ocurre la formación de multicapas.

2.5.5.3 Tipo III

Esta isoterma de adsorción muestra una larga desviación con el modelo de Langmuir, es obtenida cuando $k < 1$ en la ecuación de BET, es el tipo de isoterma que explica la formación de multicapas. Como no existe una porción plana en la curva, indica que no hay formación de monocapa.

2.6 MEDIO POROSO

Un medio poroso se constituye de vacíos dispersos en una matriz sólida y puede ser considerando equivalente a un sistema de partículas sólidas y espacios vacíos aleatoriamente dispersos en una manera que ambas fases, forman unos conductos continuos a través de la estructura de un elemento dado. El espacio vacío es generalmente conocido como el espacio poroso y consiste en una distribución aleatoria de poros de varias formas y tamaños ^[36].

En el caso de las areniscas los espacios poroso puede ser divididos en garganta de poro (el segmento más estrecho de los poros), y las cámaras de poros (el segmento mas amplio de los poros). Los tamaños de las gargantas porales en la arenisca van desde 0,5 hasta 5 μm , y el tamaño de las cámaras de poros va desde 5 hasta las 50 μm ^[37].

Para efectos de estudio de flujo monofásico en el medio poroso es considerado en dos partes: la primera se considera la fase fluyente, que consiste de la suspensión de partículas fluyendo a través de él, y una fase estacionario, que consiste de la matriz poroso y las partículas retenidas. En tanto cuando se analiza más de dos fases, el medio poroso se constituye de: matriz sólida, el fluido mojante, el fluido no mojante y la interfase entre los fluidos ^[38].

2.6.1 Ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en el medio poroso

El flujo en el medio poroso es descrito mediante el uso de dos ecuaciones, Poiseuille y Darcy, la primera sirve para el estudio a nivel microscópico, en tanto la segunda para hacerlo a nivel macroscópico ^[10].

2.6.1.1 Ecuación de Poiseuille

Esta ecuación gobierna el movimiento de fluidos a través de un tubo cilíndrico de sección circular constante. La ecuación tiene la siguiente forma ^[10]:

$$Q = \frac{n\pi r^4 \Delta P}{\mu l} \quad (2.1)$$

Q: Caudal (cm³/s)

n: Número de tubos circulares

L: Longitud (cm)

μ: Viscosidad (cp)

ΔP: Caída de presión (dinas/cm).

2.6.1.2 Ecuación de Darcy

La ley de Darcy sostiene que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional viscosidad. Las siguientes condiciones deben cumplirse para poder aplicar Ley de Darcy:

- Formación homogénea
- No existe interacción entre el fluido y la roca
- 100% saturado con una sola fase
- Fluido Newtoniano
- Flujo incompresible, laminar y continuo
- Temperatura constante

Para condiciones de flujo lineal, la ecuación toma la siguiente forma ^[39].

$$Q = \frac{k A \Delta P}{\mu L} \quad (2.2)$$

Q: Caudal (cm³/min)

K: Permeabilidad

ΔP: caída de presión (atm)

L: longitud (cm)

μ: Viscosidad (cp)

A: área transversal (cm²)

2.6.2 Modelo de Carman-Kozeny

El uso de la ecuación de Carman-Kozeny es amplio, a pesar de que existe poca certeza en la compresión total de sus relaciones, por tal razón existen diferentes versiones de la ecuación de Carman-Kozeny, sus parámetros adoptan diferentes valores basados en la simplificación de suposiciones, las cuales afectan la precisión de los resultados obtenidos ^[10].

Este modelo sirve para estudiar la relación de permeabilidad y porosidad en un medio poroso, el flujo es visto a través de un haz de capilares tortuosos de diferentes tamaños con un radio hidráulico promedio, con la tortuosidad aplicada tanto a la longitud efectiva de los capilares y a la velocidad promedio en el capilar, dichos capilares no se comunican entre sí. La aplicabilidad de esta ecuación reside en un conjunto de varias suposiciones:

- Flujo estable, laminar, e incompresible
- El fluido debe ser newtoniano y debe comportarse como un flujo continuo, sin resbalamiento en la pared.
- Efectos finales deben ser despreciables. (Longitud de entrada para construir el perfil parabólico requerido por la Ley de Poiseuille)

- Numero de Reynolds (Re aproximadamente 10^{-10}), fuerzas inerciales despreciables.

Una de las versiones mas utilizadas corresponde a la ecuación

$$k = \frac{\phi^A}{\tau^2 F_s S_g v^2 (1 - \phi)^2} \quad (2.3)$$

k: es la permeabilidad efectiva al fluido

τ : es la tortuosidad hidráulica,

F_s : es un factor de forma.

S_g : área superficial de los granos

A: exponente de porosidad.

2.6.2.1 Efectos de los parámetros del Modelo de Carman-Kozeny

El producto $\tau^2 F_s$, que se conoce como la constante Kozeny, el exponente de porosidad depende de la cementación entre los granos y la interconectividad. Es importante resaltar que en medios porosos muy tortuosos, la variación de la velocidad de flujo producida por una serie de cambios transversales afecta el flujo, impidiendo de esta manera el régimen de flujo laminar y negando así una de las suposiciones de Carman-Kozeny. Los fluidos con alta viscosidad resisten cambios en la velocidad y la dirección más que los fluidos con baja viscosidad ^[10].

La tortuosidad hidráulica del medio, factor de forma, son difíciles de adquirir. El grado de flujo viscoso y flujo no viscoso también es difícil de establecer a través de medidas. El exponente A de porosidad, compensa las variaciones en la velocidad de flujo causado por la tortuosidad hidráulica a lo largo de la roca. El exponente de porosidad también refleja los varios regímenes de flujo, creados por las diversas distribuciones de viscosidad que los fluidos adoptan a través del núcleo. El exponente de tortuosidad varía de acuerdo al grado de conectividad. El área de

superficie específica caracteriza la litología de la roca. En términos geológicos, la permeabilidad depende de parámetros texturales tales como la fábrica de la roca (orientación/empaquetamiento), tamaño, escogimiento, redondez, y esfericidad de los granos [40].

No existen versiones del modelo que representen todo lo esencial detrás de los cambios viscosos y en la geometría de poro. El flujo de fluidos en medio poroso es un amalgamación/interacción de flujo viscoso y no viscoso en gargantas y cuerpos de poros. Las expansiones y reducciones en las secciones transversales, y el cambio continuo en la dirección de flujo, en las cadenas porales, son prueba de las complicaciones inherentes de hallar un modelo que satisfaga todas las condiciones.

2.7 PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS MICROGELES

Investigadores han demostrado que el comportamiento reológico de la mayoría de las soluciones poliméricas se puede ajustar al modelo de Ley de Potencia de forma acertada, ya que presentan comportamiento pseudoplástico, es decir, la viscosidad disminuye con el aumento de la tasa de corte [32] [41]. En el caso de los microgeles, estas partículas se comportan como un fluido newtoniano [5], lo cual indica que la viscosidad es independiente de la tasa de corte [32].

La solución de microgeles al comportarse como un fluido newtoniano garantiza la aplicación de la Ley de Darcy, para otras soluciones poliméricas es necesario incorporar parámetros que consideren los efectos no newtonianos, en dicho caso la ecuación que describe el flujo en el medio poroso es obtenida de la combinación del modelo reológico de Ellis, y el modelo físico para el medio poroso de Carman-Kozeny [42] [43].

Las propiedades reológicas son frecuentemente controladas por ciertas características del polímero, entre las cuales se incluye el peso molecular, la concentración, la densidad de carga, y la conformación de la cadena. Debido al interés que se tiene de

atar el comportamiento reológico de un fluido a su comportamiento cuando está fluyendo en el medio poroso, es necesario entender las condiciones de corte en el poro, donde conocer el comportamiento de la viscosidad es esencial ^[44].

2.7.1 Viscosidad de la dispersión de microgeles

La inyección de la dispersión de microgeles muestra una resistencia mayor que la experimentada por el agua en el medio poroso, debido a que las partículas suspendidas en la fase continua contribuyen a una resistencia extra para el transporte. Un término de viscosidad efectiva puede ser usado para describir una resistencia inusual ^[45]. La viscosidad efectiva en el medio poroso es mayor que la viscosidad aparente medida en el reómetro. El incremento en la viscosidad efectiva resulta de la interacción entre el polímero y el medio poroso, produciendo el efecto viscoelástico en los espacios porosos ^[46].

La viscoelasticidad de los microgeles debe ser considerada en las regiones de alto esfuerzo de corte, tales como las zonas cercanas a los pozos inyectoros y productores, y en yacimientos que estén fuertemente marcados por la heterogeneidad de la geometría poral ^[46].

2.8 INYECTIVIDAD DE MICROGELES EN MEDIO POROSO

La inyectividad en un medio poroso de un sistema con partículas dispersas es afectada por la viscosidad macroscópica, sin embargo la penetración efectiva es determinada por el tamaño y las propiedades de interacción inter e intramoleculares de la fase dispersa (microgeles) así como por su resistencia interna y sus interacciones con la superficie del medio poroso, estos elementos deben ser tomados en cuenta en cualquier intento para predecir inyectividad ^[19].

Durante el flujo de partículas a través del medio poroso, la mayoría de las partículas no mantienen sus identidades sobre distancias macroscópicas, más bien, se rompen y

se deforman por los procesos que ocurren a nivel poral. El comportamiento de una partícula a través del medio poroso además de verse afectado por el tamaño de la misma está íntimamente relacionado con la conectividad y la geometría del medio en el cual reside ^[45].

2.9 TRANSPORTE DE MICROGELES EN MEDIO POROSO

El movimiento de partículas en el medio poroso es un proceso muy complejo debido a las heterogeneidades de la roca y a las fuerzas que gobiernan el movimiento de estas partículas en el medio poroso. Los caminos de los microgeles son determinados por numerosos factores, tales como: la forma de las partículas y sus propiedades de superficie, la morfología del medio, la química del fluido que los transporta, el campo de flujo en el espacio poroso, y las diferentes fuerzas de interacción entre la partícula y el medio. Estos factores actuando en conjunto afectan el transporte de la partícula, la adsorción o entrapamiento de las mismas, y la reducción en la permeabilidad del medio poroso ^[47].

Cuando son inyectados en la roca, los microgeles invaden las zonas de baja permeabilidad significativamente menos que las de alta permeabilidad, debido a la baja viscosidad de sus soluciones y también a los efectos estéricos, lo cual no es propio de los sistemas basados en polímeros convencionales ^[5].

La captura de los microgeles en el medio poroso está directamente correlacionada a la razón del tamaño de partícula al diámetro de la garganta de poro ^[21]. En los casos donde las dimensiones de las gargantas de poros son mucho más grandes que las dimensiones de las moléculas del polímero, las propiedades de flujo pueden ser predichas a partir de las propiedades reológicas medidas en los capilares relativamente grandes, usando equipos de laboratorio, a medida que las dimensiones de las gargantas de poros se aproximan a las dimensiones de las moléculas, la interacción molécula- medio poroso se vuelve predominante ^[48].

La reducción en el tamaño de poro resulta no sólo en una mayor retención de polímero, y por lo tanto un mayor número de moléculas influenciando el flujo entero a través del medio poroso, sino también resulta en un aumento del esfuerzo de corte a la misma velocidad lineal. El aumento en la tasa de corte puede alterar la estructura de la capa de polímero adsorbida, por lo tanto mayor resistencia al flujo o una condición de flujo no estable puede desarrollarse.

El comportamiento de los microgeles en medio poroso se ve afectado por diferentes fenómenos que ocurren durante la inyección: volumen poroso inaccesible, entrapamiento físico y desorción. Todos ellos interfieren invariablemente los cálculos de adsorción.

➤ Volumen poroso inaccesible

Consiste de aquellos poros que son demasiados pequeños para permitir la entrada de moléculas de polímeros. En presencia de adsorción se ha observado que las moléculas de polímero se mueven a través del medio poroso más rápido que el agua, se atribuye este fenómeno a la existencia de esa fracción inaccesible de volumen poroso ^[48].

➤ Entrampamiento Físico

La retención microgeles en núcleos naturales ocurre por adsorción y entrapamiento mecánico o físico. Se ha determinado que el entrapamiento mecánico es el mecanismo de retención dominante en empaques cortos ^[49]. Para propósitos prácticos, la adsorción de polímero y el entrapamiento físico son vistos como un fenómeno de adsorción global. Si la desorción es despreciable, la adsorción puede ser calculada a partir de un balance de masa global, esto es, restando el polímero producido de la masa de polímero inyectado ^[50].

➤ Desorción

La desorción del polímero puede ocurrir cuando en el núcleo se inyecta agua después de la inyección del bache de polímero, causando una adherencia débil en las moléculas de polímeros al perder sus interacciones con la superficie de la roca y disolverse de vuelta en el agua inyectada ^[50].

2.9.1 Patrones de transporte de microgeles en medio poroso

El movimiento de los microgeles en el medio poroso puede ocurrir mediante diferentes patrones que en muchos casos pueden ser simultáneos, además, el patrón dominante depende principalmente de la razón de diámetros entre la partícula hinchada y la garganta de poro, la resistencia de la partícula preformadas de gel hinchada y la fuerza del fluido desplazante ^[45]. No obstante los podemos clasificar dependiendo de la relación de tamaño entre la partícula y la garganta de poro:

a) Diámetro de partícula < Diámetro de garganta de poro

2.9.1.1 Pasar directo

Una partícula puede moverse a través de la garganta de poro cuando es desplazada por agua. Esto frecuentemente pasa cuando una partícula es más pequeña que la garganta de poro. ^[45]

2.9.1.2 Adsorción

Algunas partículas son adsorbidas/retenidas sobre una superficie del medio poroso. La adsorción frecuentemente ocurre cuando la partícula es tan pequeña que las fuerzas de atracción entre la superficie de la roca y la superficie de las partículas preformadas son dominantes. A medida que el centro de masa de la partícula esta más cerca de la superficie, la fuerza del enlace iónico será mayor, por lo tanto si las partículas son más pequeñas, el centro de masa estará más cerca, lo cual resulta en mayor atracción ^[45].

b) Diámetro de partícula > Diámetro de garganta de poro

2.9.1.3 Trampa

Una partícula es bloqueada en la entrada de la garganta de poro y no puede avanzar [45].

2.9.1.4 Deformar y pasar

Una partícula cambia su forma debido a la fuerza de desplazamiento aplicada por el agua que fluye y pasa a través de la garganta de poro. Las partículas deformadas pueden revertir a su forma original después de entrar en un poro más grande [45].

2.9.1.5 Encogimiento y pasar

Algo de agua es escurrida a partir de un hinchamiento de partícula debido a la fuerza de desplazamiento del agua de inyección, y la partícula encogida puede pasar a través de la garganta debido a la disminución de su tamaño. [45].

2.9.1.6 Romper y pasar

Una partícula es rota en partículas más pequeñas por una garganta de poro, y las partículas mas pequeñas continúan pasando a través de dicha garganta [45].

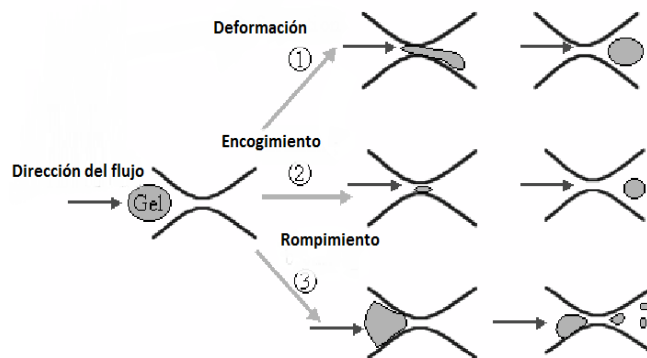


Figura 2.2 Transporte de partículas de microgel en el medio poroso [51]

2.9.2 Relación entre diámetro de partícula y diámetro de garganta de poro

- Si el ***Diámetro de partícula*** $> 1/3$ ***Diámetro de garganta de poro*** las partículas formaran un revoque externo en la cara de entrada del núcleo, y este revoque evitará que otras partículas entren al núcleo, por lo tanto las partículas solo taponarán la cara del núcleo.
 - Si ***3 Diámetro de partícula < Diámetro de garganta de poro < 10 Diámetro de partícula***, las partículas entraran parcialmente en el núcleo y formaran un revoque interno, pero la profundidad de penetración es solo unos pocos centímetros.
 - Si ***10 Diámetro de partícula < Diámetro de garganta poro***, la particular se moverá a través del núcleo hasta que salga del núcleo o se atrape en el núcleo.
- [45]

No obstante, los enunciados anteriores se ven afectados por la velocidad de flujo, a caudales de flujo mas altos existe una mayor fuerza de arrastre, y la fuerza de arrastre más alta hace a las partículas mas deformables y por lo tanto pasan mas fácilmente a través de las gargantas de poros.

2.9.3 Relación entre la presión de inyección y mecanismo de transporte ^[45]

La propagación de partículas a través del medio poroso exhibe 3 patrones que pueden relacionarse con la presión que experimenta el sistema durante la inyección de dichas partículas: pasar, romper y pasar, y taponamiento.

2.9.3.1 Pasar

En este caso la presión de inyección aumenta linealmente al inicio de la inyección de las partículas. Si el volumen es inyectado a un caudal constante, después de cierto volumen alcanzado aparecerá un *plateau* indicando un estado estable. El tamaño de partículas a la entrada y salida del núcleo debe ser igual una vez se haya alcanzado el estado estable.

2.9.3.2 Romper y Pasar

La tendencia en la variación de la presión es la misma que ocurre con el patrón anterior, con la única diferencia en que el tamaño de partículas en el efluente disminuye, en relación a las partículas que entran al núcleo.

2.9.3.3 Taponamiento

La presión de inyección se incrementa rápidamente sin tendencia a alcanzar un estado estable. Para poder determinar esto de manera contundente, es necesario colocar varios medidores de presión a lo largo del núcleo, para poder medir la presión por segmentos, si efectivamente ocurre un taponamiento, entonces el diferencial de presión medido en la cercanía de la cara donde se realiza la inyección presentará el comportamiento de presión siempre ascendente, entre tanto las secciones posteriores tendrán un diferencial de presión mucho menor, y con tendencia a estabilizar.

Aun cuando estas partículas son deformables, su movimiento es limitado por la permeabilidad del núcleo y las propiedades de las mismas partículas. Para un mismo tamaño de partícula, un mayor esfuerzo de gel causa una mayor presión de inyección; para el mismo esfuerzo de gel, un tamaño de poro más pequeño resulta en una mayor presión de inyección. Existe una presión umbral, la cual es definida como la presión que causa que las partículas se muevan a través del medio poroso. En otras palabras, la partícula puede moverse a través del medio poroso, solo si una presión de arrastre es mayor que la presión umbral.

2.10 MODELAJE DE LOS FENÓMENOS DE FLUJO DE MICROGELES EN MEDIO POROSO

La simulación numérica de yacimientos es la herramienta utilizada para modelar los procesos de inyección de partículas en medios porosos. En los simuladores numéricos, el yacimiento es representado por una serie de celdas interconectadas, y el flujo entre las celdas es resuelto numéricamente. Los simuladores calculan el flujo de

fluidos a través del yacimiento, basándose en los principios básicos de la Ley de Conservación de la masa, Ley de Darcy, y las Ecuaciones de Estado.

Las ecuaciones fundamentales del flujo de fluidos son expresadas en forma de diferenciales parciales para cada fase de los fluidos presentes. Luego, esas ecuaciones diferenciales parciales son escritas en forma de diferencias finitas, en donde el volumen de yacimiento es tratado como una colección numerada de celdas y el periodo de producción del yacimiento es un número de pasos de tiempo. Matemáticamente hablando el problema es discretizado en espacio y tiempo. Los simuladores de procesos químicos incluyen la inyección de polímeros, surfactantes, cáusticos, partículas de geles preformados, estos procesos involucran interacciones complicadas fluido-fluido y roca-fluido, tales como adsorción, intercambio catiónico, flujo no-newtoniano, flujo de tres o más fases.

Dependiendo del tipo de simulación a realizar existen diferentes modelos, para los que buscan estudiar fenómenos de desplazamientos de fluidos en rocas a escala de laboratorio, el modelo 1D es el más utilizado, son útiles cuando el estudio no requiere modelar barrido areal o vertical. Son confiables para realizar estudios de sensibilidad que pueden proveer información valiosa para un posterior escalamiento a campo [52].

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

La presente investigación, se cataloga como explicativa ya que se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de la causa y efecto, además también es experimental, debido a que somete a estudio un fenómeno físico-químico mediante manipulación de variables para observar los efectos que se producen ^[53]. En la figura 3.1 se muestra de manera general el flujo de trabajo utilizado para alcanzar los objetivos propuestos.

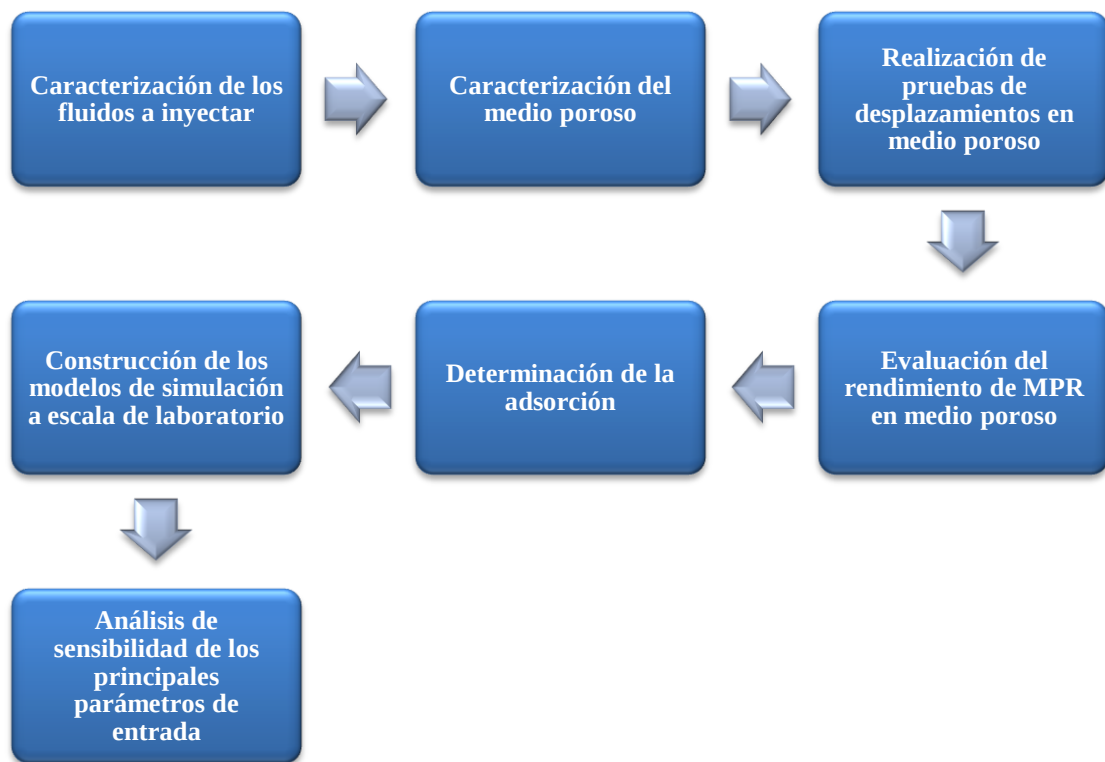


Figura 3.1 Flujo de trabajo

3.1 MATERIALES Y REACTIVOS

A continuación se presentan las principales propiedades de los materiales y reactivos utilizados en las pruebas de desplazamientos:

3.1.1 Agua de formación

La fase acuosa utilizada en las pruebas de desplazamientos corresponde a un agua de formación, la composición salina de dicha agua está presente en la tabla, esta formulación es para un volumen de cuatro (4) litros de agua destilada.

Tabla 3.1 Composición iónica del agua de formación

Sal	Partes por millón (ppm)
CaCl ₂	17,5
KCl	25
NaCl	1300
MgCl ₂ +6H ₂ O	7,5

3.1.2 Aceite

La fase oleica corresponde a un aceite mineral, las propiedades del aceite son descritas en la tabla 3.2

Tabla 3.2 Propiedades del aceite mineral

Propiedad	Valor
Punto de inflamación (°C)	70-120
Azufre, %peso	0,0002
Gravedad específica	0,81
Aromáticos	<1
Peso molecular (g/mol)	240
Viscosidad @ 60 °C (cp)	1,85

3.1.3 Dispersión de microgeles

Se utilizó una dispersión de microgeles sintetizados en PDVSA INTEVEP denominados Microgeles XIII al 0,1 y 1% m/m. Las propiedades de la sustancia se reservan por razones de confidencialidad. En la tabla B.1 (ver apéndice B) se presenta la distribución de diámetros de partículas obtenida con el difractor de luz para una dispersión de microgeles en agua al 0,1% m/m. En las figuras C.1 y C.2 (ver apéndice C), se muestran imágenes de dispersiones de microgeles. Los valores de viscosidad promedio obtenidos para cada una de las dispersiones a 60°C, están en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Viscosidades de los fluidos

Viscosidad @60°C (cp)	Valor
Dispersión de microgeles en agua al 0,1% m/m	0,60
Dispersión de microgeles en aceite al 0,1% m/m	3
Dispersión de microgeles en agua 1% m/m	0,60

En la figura 3.2 se presentan los valores de viscosidad de la dispersión de microgeles en agua al 0,1% m/m para diferentes tasas de corte, tanto a 25°C y a 60°C.

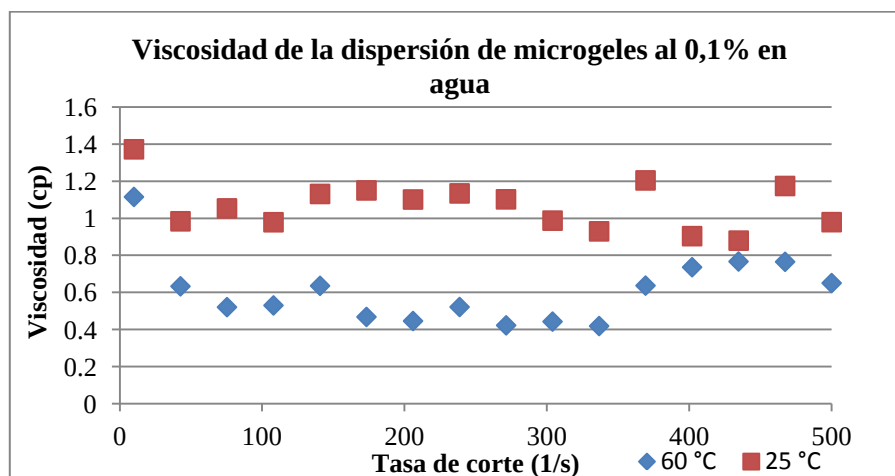


Figura 3.2 Viscosidad de una dispersión de microgeles en agua al 0,1% m/m

En la figura 3.3 se observan los valores de viscosidad para diferentes tasas de corte para una dispersión de microgeles en aceite al 0,1% m/m.

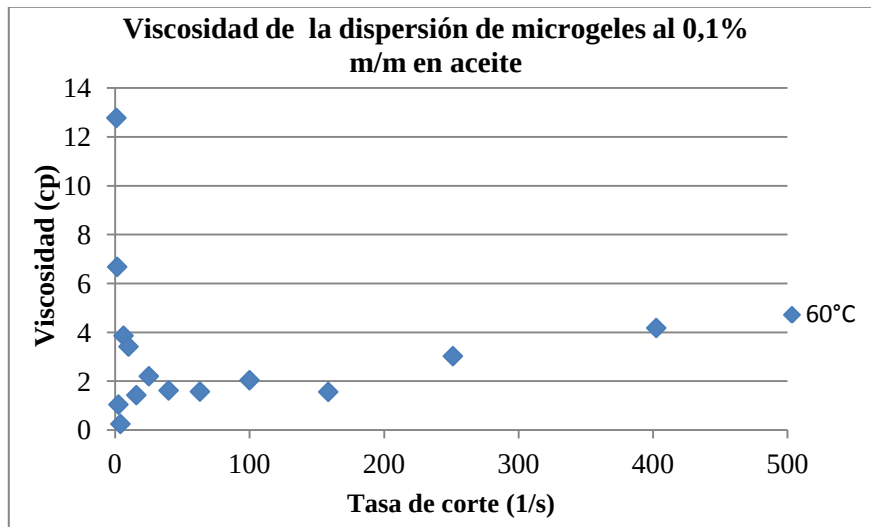


Figura 3.3 Viscosidad de una dispersión de microgeles en aceite al 0,1% m/m.

3.1.4 Medio Poroso

El medio poroso empleado para la realización de las pruebas corresponde a muestras de Bereas, estas son rocas constituidas principalmente por cuarzo, y arcillas en menor proporción. Las Bereas al ser areniscas se caracterizan por ser rocas de buen escogimiento, con buena porosidad y permeabilidad, ideales para ser rocas yacimiento y muy utilizadas para la investigación de aplicaciones petroleras a escala de laboratorio.

Se utilizó la técnica de microscopía electrónica de barrido (MEB) para visualizar la estructura interna de las rocas de Bereas utilizadas, el objetivo era analizar de manera cualitativa el escogimiento y forma de los granos que lo constituyen. La figura C.3 presenta una imagen de la roca obtenida mediante microscopía de barrido electrónica.

Para determinar la composición mineral exacta de las muestras de Berea utilizadas, se realizó un análisis de difracción de rayos X, este estudio arrojó el porcentaje de los elementos químicos que constituyen la muestra y a partir de los resultados se cuantifica los minerales presentes ^[54].

La distribución de los diámetros de garganta de poro se obtuvo a partir de un ensayo de porosimetría de mercurio. La tabla B.2 presenta los datos la distribución de diámetros de poros obtenida para una muestra de Berea.

3.2 EQUIPOS UTILIZADOS

Los equipos utilizados para la caracterización de los fluidos son los siguientes:

- *Tensiómetro de Gota giratoria SVT 20N*: es un tensiómetro especialmente diseñado para la medición de tensiones interfaciales extremadamente bajas, incorpora una videocámara para la visualización de la interfase que se generan entre los fluidos, trabaja hasta 60 °C.

En la figura 3.4 se observa el diagrama del equipo de medio poroso utilizado para las pruebas de desplazamientos. Dicho equipo consta de los siguientes elementos:

- *Bombas ISCO 500D*: se cuentan con dos bombas en el equipo de medio poroso, ambas tienen un volumen de 500 cm³, estas bombas se utilizan para la inyección de fluidos durante las pruebas de desplazamientos.
- *Transductores*: se cuenta con transductores que se encargan de medir los diferenciales de presión a la entrada y salida de muestra, y transformarlos en un impulso eléctrico de manera que estos datos puedan ser tomados en tiempo real.
- *Celda Hassler*: consiste de un cilindro de metal donde se introduce la roca que a su vez se encuentra dentro de una manga de goma, para la realización de la prueba.

- *Horno NAPCO 501*: estufa que garantiza las condiciones de temperatura. En ella se introduce el núcleo de berea empacado en la celda Hassler, y se conectan las líneas de flujo en dicha celda.
- *Sistema de adquisición de datos*: comprende los elementos que permiten adquirir los datos en tiempo real: los sensores de presión, la tarjeta de adquisición de datos, la computadora y el programa informático (Labview®).

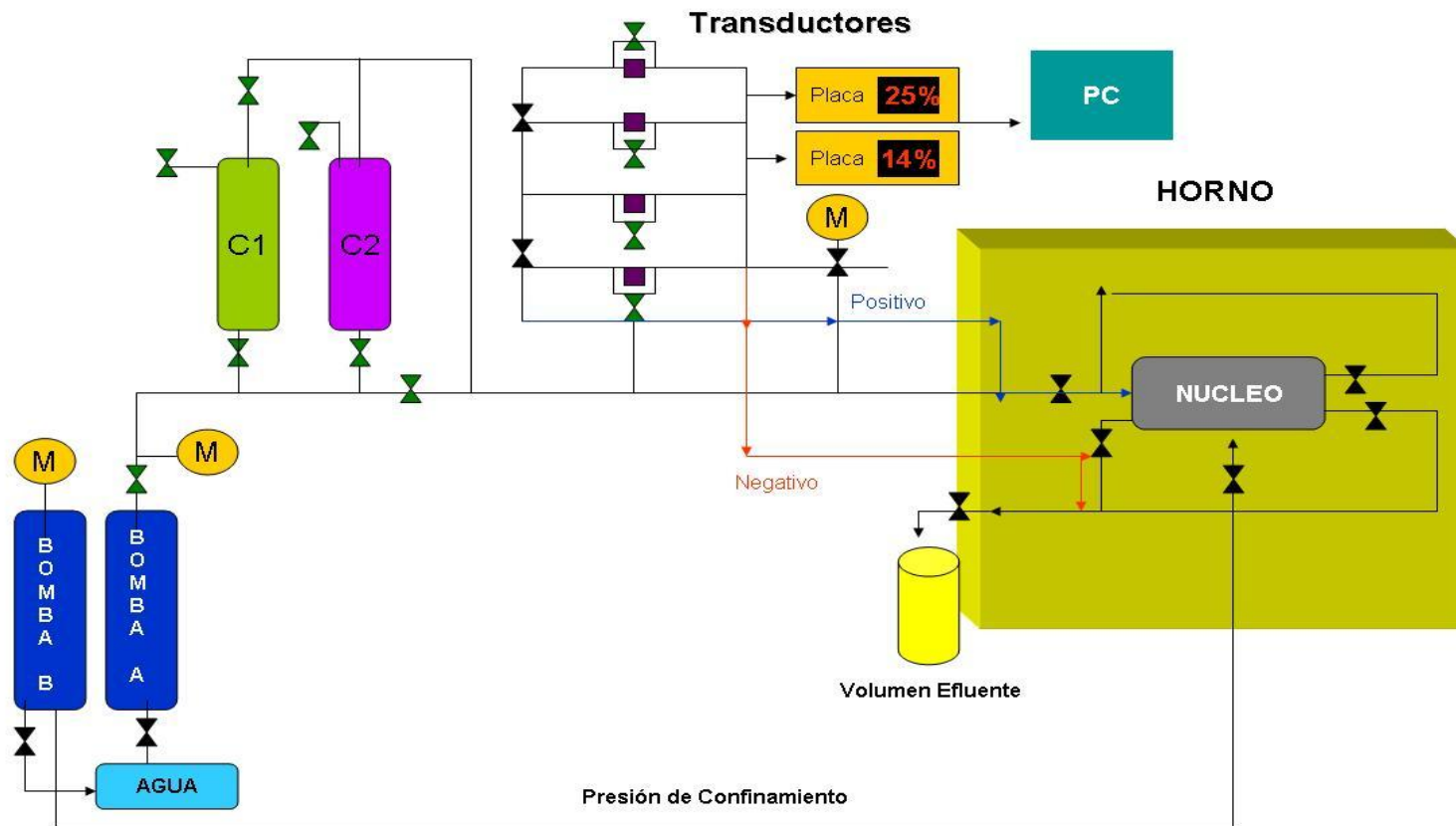


Figura 3.4 Diagrama del equipo de medio poroso

3.3. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

A continuación se presenta el procedimiento utilizado para la realización de las pruebas de desplazamiento y la simulación numérica.

3.3.1 Determinación del volumen poroso y porosidad de la roca

Las muestras utilizadas fueron rocas de Berea de forma cilíndrica, en primer lugar se determinaron las dimensiones de la roca, se tomó la muestra y se midió su diámetro y su longitud con la ayuda de un vernier. Conociendo las dimensiones, y utilizando la fórmula de un cilindro se determinó el volumen bruto de la roca.

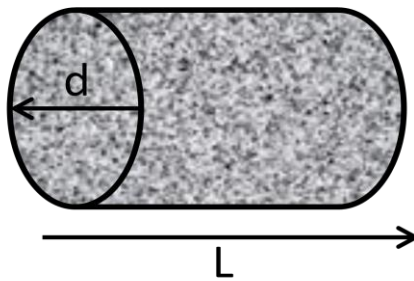


Figura 3.5 Dimensiones de una muestra de Berea

$$V_{bruto} = \pi r^2 l \quad (3.1)$$

l: Longitud (cm)

r: Radio (cm)

Vbruto: Volumen bruto (cm³)

Para calcular el volumen poroso que se encuentra dentro de la roca, se partió del principio de sumergir la roca en un recipiente con agua, esta técnica es empleada en el método de Saucier para determinar porosidad efectiva^[39] (ver apéndice A.1) Dado que las Bereas están constituidas principalmente de sílice, tienen preferencia a ser mojadas por el agua, lo que hace que el fluido penetre en los canales porosos de la roca, sin importar su tamaño.

Una vez que se sumergió la roca en la salmuera, se extrajo el aire presente dentro del espacio poral mediante un bomba de vacío. Posteriormente se procedió a pesar la roca saturada con agua, y al peso húmedo de la roca, se le restó el peso seco de la roca obtenido previamente, de esta manera se determinó la masa de agua que quedó atrapada en los espacios porosos de la muestra, y utilizando la densidad del agua, se despeja el volumen que ocupa esa agua en la roca, que es en realidad el volumen poroso efectivo de la roca.

$$VP = \frac{Msat - Mseca}{\rho_{agua}} \quad (3.2)$$

VP: Volumen poroso (cm³)

Msat: Masa saturada (gr)

Mseca: Masa seca (gr)

ρ_{agua} : Densidad del agua (gr/cm³)

La porosidad, se determina dividiendo el volumen poroso entre el volumen bruto.

$$\phi = \frac{VP}{V_{bruto}} \quad (3.3)$$

3.3.2 Medición de la permeabilidad absoluta de la roca

Para determinar la permeabilidad absoluta de la muestra, el nucleó se empacó en la celda Hassler, y se introdujo en la estufa donde se sometió a una temperatura de 60°C, y a presión de confinamiento de 1500 psi, para garantizar flujo lineal. Posteriormente se le inyectó el agua como fluido de referencia para el cálculo de la permeabilidad absoluta, mediante la Ley de Darcy.

$$Q = \frac{k A \Delta P}{\mu L} \quad (3.4)$$

Q: Caudal (cm³/min)

K: Permeabilidad (md)

A: Área transversal (cm²)

ΔP : Caída de presión (atm)

L: Longitud (cm)

μ : Viscosidad (cp)

La longitud y área transversal, se determinaron en el paso anterior, la viscosidad del agua es una constante. La inyección de agua se realizó a caudal constante, de acuerdo a la metodología propuesta en trabajos anteriores ^[55]. Se fijó un valor de 20 volúmenes porosos para cada etapa de inyección de fluido.

3.3.3 Pruebas de desplazamientos en medio porosos

Esta etapa consistió en la realización de las pruebas de desplazamientos en medios porosos, tanto en condiciones de flujo monofásico (presencia de agua) como condiciones de flujo bifásico (presencia de agua y aceite). Los ciclos de inyección posteriores a la determinación de la permeabilidad absoluta, dependerán de las condiciones de flujo de la prueba, si es monofásica, o bifásica. Las mediciones consisten en obtener la caída de presión entre la entrada y salida del núcleo y aplicando la ecuación de Darcy se obtiene la permeabilidad.

Por convención se estableció que una cara del núcleo representa el yacimiento y la otra representa el pozo. El sentido de flujo denominado “producción” es de la cara del yacimiento a la cara del pozo y el sentido de “inyección” es de la cara pozo hacia la cara yacimiento.

3.3.4 Realización de las pruebas de desplazamientos en condiciones de flujo monofásico

Estas pruebas, solo involucran la presencia de la fase acuosa en el medio poroso, por ello una vez se determinó la permeabilidad absoluta de la roca, se procede a dos ciclos posteriores, inyección de la dispersión de microgel e inyección de agua

posterior al microgel. Se realizaron tres pruebas donde se varió el caudal de inyección para el estudio de los efectos de la velocidad de flujo en medio poroso.

En la tabla 3.4 están las propiedades de los núcleos utilizados en las pruebas realizadas a condiciones monofásicas para cada uno de los caudales evaluados.

Tabla 3.4 Propiedades de la roca para las pruebas en condiciones monofásicas

Propiedades de la roca	0,83 cm ³ /min	2,00 cm ³ /min	4,00 m ³ /min
Longitud (cm)	5,465	6,565	6,355
Diámetro (cm)	3,855	3,855	3,855
Area transversal (cm ²)	11,672	11,696	11,705
Volumen total (cm ³)	63,786	76,669	74,332
Volumen poroso (cm ³)	12	16	18
Porosidad (%)	19	20	24

Las condiciones a las que se realizaron las pruebas, la cantidad de volúmenes porosos inyectados para cada ciclo así como los valores de viscosidad de los fluidos y concentración de la dispersión de microgeles están en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Condiciones de las pruebas monofásicas y constantes de fluidos

Condiciones de la prueba y constantes de fluidos	Valor
Volúmenes porosos inyectados en cada ciclo	20
Temperatura (°C)	60
Concentración de la dispersión de de microgel (%)	1
Viscosidad del agua a 60°C (cp)	0,46
Viscosidad de la dispersión de microgel a 60°C (cp)	0,60
Presión a la salida del sistema (kPa)	101,32
Presión de confinamiento (kPa)	10399

3.3.4.1 Inyección de dispersión de microgel

Luego de la medición de la permeabilidad absoluta a 60°C, se inyectan 20 volúmenes porosos, en este caso de la dispersión de microgel al 1%. Esta prueba se realiza en sentido inyección. Durante la inyección de microgeles se tomaron efluentes de aproximadamente 1 cm³ a la salida del núcleo, con la finalidad de medir la concentración para determinar mediante métodos indirectos la adsorción de los microgeles en la roca. El criterio para la cantidad de muestras que se toman en el efluente es dependiente de volumen poroso de la muestra, así como del caudal de inyección utilizado. Para determinar la movilidad del microgel en el medio poroso, se utiliza las caídas de presión registradas a lo largo de la prueba.

3.3.4.2 Inyección de agua post-microgel

En esta etapa se procedió a la inyección en sentido producción de agua posterior al microgel con el objetivo de determinar la permeabilidad al agua post-tratamiento, la cantidad de volúmenes porosos inyectados es igual a los ciclos anteriores.

Una vez finalizado los ciclos, se calculó el factor de resistencia residual, con la siguiente ecuación, y de esta manera se cuantificó la magnitud de la reducción de permeabilidad y la efectividad del tratamiento. Realizándose el mismo procedimientos para las tres pruebas a diferente caudal.

$$FRR = \frac{k \text{ antes de microgel}}{k \text{ despues de microgel}} = \frac{\Delta P \text{ despues de microgel}}{\Delta P \text{ antes de microgel}} \quad (3.5)$$

FRR: Factor de resistencia residual (adimensional)

k: Permeabilidad (md)

ΔP: Caída de presión (kPa)

3.3.5 Pruebas de desplazamientos en condiciones de flujo bifásico

A diferencia de las pruebas anteriores, estas involucran la fase oleica en el medio poroso, por lo tanto involucran procedimientos adicionales. Antes de proceder a la inyección se determinó la tensión interfacial para los fluidos involucrados.

3.3.5.1 Medición de la tensión interfacial

Se utilizó el método de la gota giratoria ^[56] para determinar la tensión interfacial entre los fluidos que se inyectaron al medio poroso, una prueba de agua/aceite, y otra de aceite/microgel. El método consiste en introducir un volumen de aproximadamente 5 cm³ del fluido mas denso (agua o microgel) en un tubo, luego en el mismo tubo introducir una gota del fluido menos denso (aceite). Posteriormente se introduce dicho tubo en posición horizontal en el tensiómetro a una temperatura de 60°C y se le aplica fuerzas centrífugas a través de las paredes del tubo, de esta manera la gota comenzará a deformarse en una forma elongada; esta elongación se detiene cuando la tensión interfacial y la fuerzas centrífugas están balanceadas. La tensión de la superficie entre dos líquidos puede ser derivada a partir de la forma de la gota en este punto de equilibrio. Una de las ventajas de utilizar este método radica en que no es necesario medir el ángulo de contacto de un líquido con una superficie sólida ^[57].

Las velocidades a las que se realizaron las mediciones se encuentran en el rango de 5000-6500 rpm. La temperatura a la que se llevó a cabo la medición de la tensión interfacial fue 60°C. La ecuación empleada para el cálculo de la tensión interfacial en el caso de la interfase agua/aceite fue la propuesta por Vonnegut ^[57], mientras que en el caso de la interfase microgel/aceite se utilizó la ecuación de Young-Laplace. El criterio para la escogencia de las ecuaciones dependerá de la forma de la gota.

Se realizaron tres pruebas en condiciones de flujo bifásico, donde se evaluó la inyectividad de los microgeles dispersos tanto en agua como en aceite. Además para las dispersiones en agua se evaluó el efecto del cambio de concentración de microgeles. El caudal de inyección para las tres pruebas fue 0,83 cm³/min. Las

propiedades de las muestras de Berea utilizadas para cada una de las pruebas se especifican en la tabla 3.6 y las condiciones de presión y temperaturas son las mismas para las pruebas en condiciones de flujo monofásicas.

Tabla 3.6 Propiedades de la roca para las pruebas en condiciones bifásicas

Prueba	Dispersión		
A	Microgeles dispersos en agua al 0,1%		
B	Microgeles dispersos en agua al 1%		
C	Microgeles disperses en aceite al 0,1%		
Propiedades de la roca	Prueba A	Prueba B	Prueba C
Longitud (cm)	6,955	7,233	7,825
Diámetro (cm)	3,855	3,855	3,855
Area transversal (cm ²)	11,672	11,669	11,551
Volumen total (cm ³)	81,177	84,116	90,387
Volumen poroso (cm ³)	17	20	20
Porosidad (%)	21	23	22

Una vez obtenida la permeabilidad absoluta se procede a los siguientes ciclos.

3.3.5.2 Inyección de aceite para alcanzar la saturación de agua irreducible (S_{wi})

Posterior a la medición de la permeabilidad absoluta, se inyectaron igualmente 20 volúmenes porosos de fase oleica en sentido producción, el aceite inyectado desplazó una fracción del agua presente en la muestra, hasta llegar al valor conocido como saturación de agua irreducible (S_{wi} , por sus siglas en inglés). Una vez alcanzado el estado estacionario, se pudo conocer la permeabilidad efectiva al aceite, mediante la ecuación de Darcy que considera la presencia de dos fases.

Para determinar la saturación de agua irreducible, se midió el volumen de agua recolectado en el efluente durante la prueba, y se aplicó la siguiente ecuación.

$$S_{wi} = \frac{(V_{aguanúcleo} - V_{aguaefluente})}{VP} \quad (3.6)$$

S_{wi} : Saturación de agua irreducible (adimensional)

$V_{aguanúcleo}$: Volumen de agua en el núcleo (cm^3)

$V_{aguaefluente}$: Volumen de agua en el efluente (cm^3)

VP : Volumen poroso

La permeabilidad efectiva al fluido se determinó con la siguiente ecuación

$$Q = \frac{k_{effeo}/k_{abs} A \Delta P}{\mu L} \quad (3.7)$$

Q : Caudal (cm^3/min)

k_{abs} : Permeabilidad (md)

k_{effeo} : Permeabilidad efectiva al aceite (md)

A : Área transversal (cm^2)

ΔP : Caída de presión (psi)

L : Longitud (cm)

μ : Viscosidad del aceite (cp)

3.3.5.3 Inyección de agua para alcanzar saturación residual de aceite

El procedimiento anterior se repitió pero en este caso, el fluido de inyección fue agua, con la finalidad de medir la permeabilidad efectiva al agua, y determinar la saturación de aceite residual (equivalente a S_{or} , por sus siglas en inglés), esto se alcanzó cuando se observó estado estacionario en la presión de inyección, lo cual indica que el agua ya no puede desplazar mayor cantidad de aceite. De igual manera, se cuantificaron los volúmenes de aceite en el efluente para llevar el balance de masa.

$$S_{or} = \frac{(VP - V_{aguanucleo} - V_{aceiteefluente})}{VP} \quad (3.8)$$

Sor: Saturación de aceite residual (adimensional)

Vaceiteefluente: Volumen de aceite en el efluente (cm³)

$$Q = \frac{k_{effew}/k_{abs} A \Delta P}{\mu L} \quad (3.9)$$

Q: Caudal (cm³/min)

Kabs: Permeabilidad (md)

Keffew: Permeabilidad efectiva al agua (md)

A: Área transversal (cm²)

ΔP: Caída de presión (psi)

L: Longitud (cm)

μ: Viscosidad del agua (cp)

3.3.5.4 Inyección de la dispersión de microgel

Al igual que en las condiciones de flujo monofásico, la inyección de microgel se realiza en sentido inyección. La inyección de los microgeles dispersos en aceite o en agua no modifica el procedimiento.

3.3.5.5 Inyección de agua para desorción

Consiste en la inyección de agua posterior a la inyección del microgel pero en sentido producción, el objetivo es desorber las partículas de microgel que no se atraparon en las gargantas de poro.

3.3.5.6 Inyección de aceite y agua posterior a la inyección de la dispersión de microgeles

Una vez colocado el tratamiento en el medio poroso, se procedió a la inyección de los mismos ciclos iniciales, tanto de aceite como de agua, considerando el mismo sentido de dichos ciclos iniciales. El objetivo de esto fue determinar las nuevas permeabilidades efectivas a cada una de las fases, con las partículas de microgel presentes en los poros de la roca y de esta manera se comparó con las

permeabilidades efectivas antes del tratamiento. Las saturaciones obtenidas para estos ciclos fueron determinadas de la misma manera que antes de la colocación del gel. Los factores de resistencia residual (FRR), para cada uno de los fluidos, se obtienen a partir de las siguientes ecuaciones:

$$FRR_{\text{aceite}} = \frac{k_{effeo} \text{ antes de microgel}}{k_{effo} \text{ despues de microgel}} = \frac{\Delta P \text{ despues de microgel}}{\Delta P \text{ antes de microgel}} \quad (3.10)$$

$$FRR_{\text{agua}} = \frac{k_{effew} \text{ antes de microgel}}{k_{effew} \text{ despues de microgel}} = \frac{\Delta P \text{ despues de microgel}}{\Delta P \text{ antes de microgel}} \quad (3.11)$$

3.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA A ESCALA DE LABORATORIO

Para estudiar el efecto del velocidad de inyección en la aplicación de estos tratamiento se utilizó el simulador numérico STARS (*Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator*) de la empresa CMG (*Computer Modelling Group*), con el objetivo de reproducir el fenómeno físico-químico que ocurre en el medio poroso, y poder desarrollar una metodología que permita reproducir con cierto grado de precisión la reducción de permeabilidad producto de la inyección de la dispersión de microgeles en el medio poroso.

3.4.1 Construcción del modelo de simulación

La construcción del modelo de simulación, involucra desde las dimensiones del mallado, las propiedades de la roca, de los fluidos, hasta los diferentes eventos que se llevan a cabo durante la prueba de desplazamiento.

3.4.1.1 Dimensiones del mallado 1D

Se construyeron dos modelo 1D a escala de laboratorio, para modelar las pruebas de desplazamiento realizadas en condiciones de flujo monofásico, el modelo 1 representa la prueba con el caudal de 4 cm³/min y el modelo 2 representa la prueba de

2 cm³/min. Las dimensiones del elemento rectangular, para cada una de las pruebas están descritas en la tabla 3.7.

Tabla 3.7 Dimensiones del mallado para los modelos

Dimensiones	Modelo 1	Modelo 2
X (Longitud)	0,12	0,13
Y (Ancho)	3,42	3,42
Z (Espesor)	3,42	3,42
Nº celdas en X	50	50

El número de celdas se determinó a partir de un análisis de sensibilidad, para este caso un modelo con más de 50 celdas no representaba cambio alguno en la precisión y exactitud de los resultados arrojados. En las figura 3.6 y 3.7 se encuentra el mallado construido para el Modelo 1 y el Modelo 2 respectivamente.

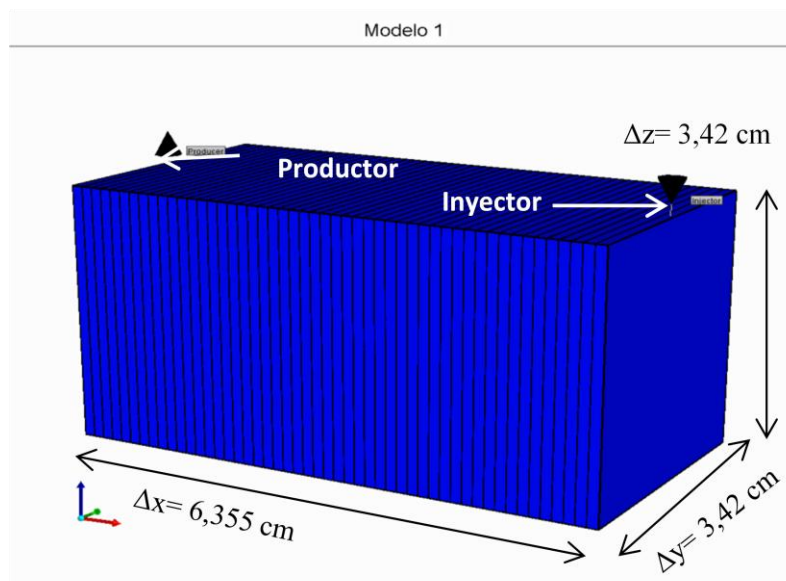


Figura 3.6 Mallado del modelo 1

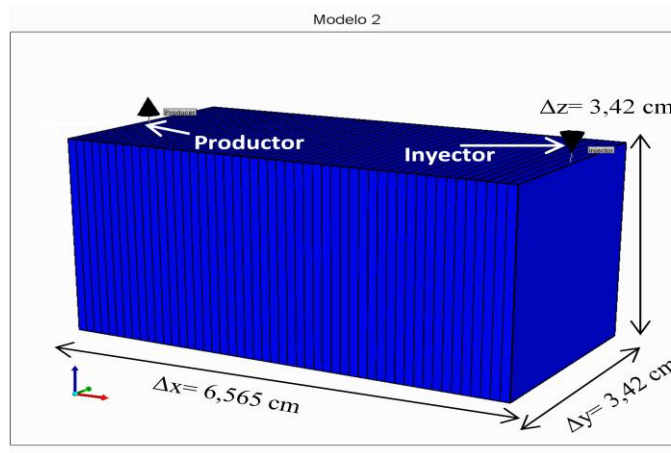


Figura 3.7 Mallado del modelo 2

El área transversal del núcleo debe coincidir con el área transversal del modelo 1D, es decir:

$$Area\ muestra = \pi r^2 \quad (3.12)$$

$$Area\ modelo\ 1D = L^2 \quad (3.13)$$

$$A = \pi r^2 = L^2 \quad (3.14)$$

R: Radio de la muestra de roca (cm²)

L: Longitud del mallado (cm)

3.4.1.2 Propiedades de la roca, los fluidos, y condiciones iniciales.

Se establecieron las propiedades físicas de la roca (porosidad, permeabilidad) basados en las propiedades de los respectivos núcleos en lo que se llevaron a cabo las pruebas de desplazamientos.

Tabla 3.8 Propiedades de la roca

Modelo	Porosidad	Permeabilidad
1	0,24	33
2	0,20	120

3.4.1.3 Condiciones iniciales

Las condiciones iniciales de presión y temperatura para ambos modelos de simulación 1D, son las mismas a las que se llevaron a cabo las pruebas de desplazamientos. Se presentan en la tabla 3.9

Tabla 3.9 Condiciones iniciales

Modelo	Presión (kPa)	Temperatura (°C)
Modelo 1	101,32	60
Modelo 2	101,32	60

3.4.1.4 Propiedades de los componentes

En la tabla 3.10 se observa las propiedades de los componentes utilizados durante las pruebas de desplazamientos en condiciones monofásicas. Como se observa, la dispersión del microgeles tiene la misma densidad, presión crítica y temperatura crítica que el agua, ya que la dispersión de microgeles es 99% agua, el resto es polímero entrecruzado.

Tabla 3.10 Propiedades de los componentes

Componente	Agua	Microgel
Densidad (gr/cm ³)	1	1
Peso Molecular (gr/mol)	18	18
Viscosidad @ 60 °C	0,46	0,60
Presión critica (kPa)	2208	2208
Temperatura crítica (°C)	950	950

3.4.1.5 Cálculo de la fracción molar

El simulador requiere datos de concentración del componente que se adsorbe (microgel) en el medio poroso, para determinar la cantidad de sustancia que se ha adsorbido durante el proceso de inyección. La manera de introducir dicha concentración es mediante la fracción molar del componente que se adsorbe (microgel) en la fase de fluido que se está inyectando (agua). La fracción molar, también es utilizada para el cálculo de la viscosidad. Las siguientes ecuaciones fueron utilizadas para el cálculo de la fracción molar. El cálculo tipo se presenta en el apéndice A.2:

$$n^{\circ} \text{ moles} = \frac{gr}{\text{peso molecular}} \quad (3.15)$$

$$X_{\text{molar de microgel}} = \frac{\text{moles microgel}}{\text{moles microgel} + \text{moles agua}} \quad (3.16)$$

3.4.1.6 Regla de mezclado lineal para la viscosidad de la fase acuosa

A diferencia de otras soluciones poliméricas y microgeles comerciales la dispersión de Microgeles XIII mantiene la viscosidad para los diferentes valores de concentraciones utilizados (0,1 y 1 % m/m), por ello se aplicó la regla de mezclado lineal. El simulador calcula la viscosidad de la dispersión de microgeles para diferentes pasos de tiempo, utilizando dicha regla de mezclado lineal, representada por la siguiente ecuación:

$$\ln(\mu\alpha) = \sum_{i=1}^{nc} x_i \ln(\mu_i) \quad (3.17)$$

$$\ln(\mu\alpha) = x_i \ln(\mu_w) + y_i \ln(\mu_m) \quad (3.19)$$

$\mu\alpha$: Viscosidad de la mezcla (cp)

μ_i : Viscosidad del componente (cp)

μ_w : Viscosidad del agua (cp)

μ_m : Viscosidad del microgel intrínseca (cp)

xi: Fracción molar del agua (adimensional)

yi: Fracción molar del microgel (adimensional)

Para ello se debe introducir, la viscosidad de los componentes de la mezcla, que en este caso son el agua y el polímero. Se desconoce la viscosidad intrínseca del polímero, puesto que es un polvo, por ello la estrategia es conociendo la viscosidad de la dispersión de microgeles y la viscosidad del agua a la temperatura de la prueba y conociendo también las respectivas fracciones molares se utilizó la ecuación de mezclado lineal y se despejó esa viscosidad intrínseca de polímero, para posteriormente introducirla en el simulador. En el apéndice A.3 se muestra un cálculo tipo.

3.4.1.7 Propiedades roca-fluido

Las curvas de permeabilidad relativa usadas para ambos modelos, obedecen a condiciones de flujo monofásico, por lo tanto las siguientes curvas, representan de manera correcta el comportamiento del agua en el medio poroso. En la figura 3.8 se muestra las curvas de permeabilidad relativa utilizadas.

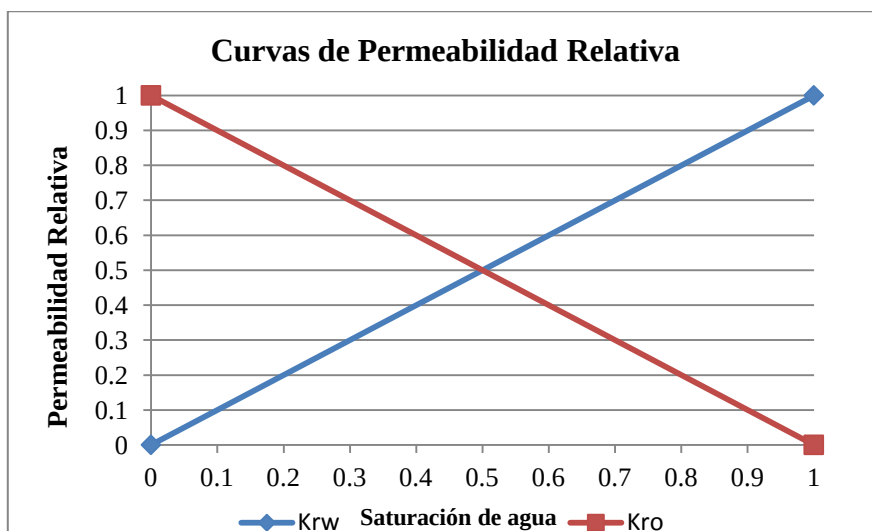


Figura 3.8 Curvas de permeabilidad relativa para condiciones de flujo monofásico

3.4.1.8 Pozos

Al ser un modelo a escala de laboratorio, los pozos en este modelo representan las líneas de flujo por donde se inyectan los fluidos en las pruebas de desplazamientos. Para el modelaje, se declararon dos pozos:

- *Injector*: es el que se encarga de la inyección de fluidos al medio poroso, su parámetro de control es el caudal de inyección.
- *Productor*: está controlado por la presión de salida, que en este caso corresponde a la presión atmosférica (101,32 kPa)

Es necesario el uso del comando *TUBE-END, ya que indica que el flujo en el modelo será calculado basándose en un modelo lineal en lugar de uno radial. Se debe también establecer el flujo en sentido horizontal. La figura 3.9 muestra el panel donde se introducen los datos de terminación de los pozos.

Well Completion Data (PERF)

Well & Date: 2012-10-17 INJECTOR UNWEIGHT

General Perforations

Well index type	TUBE-END linear flow model
Calculating well index method	Directional Weighting
Geometry:	
direction	I axis
radius (cm)	1.27
geofac	0.249
wfrac	1
skin	0
Use layer IJK directions or XYZ geometric data	None

Calculate

Las opciones de *radius*, *geofac* y *wfrac* no aplican para el caso de flujo lineal (TUBE-END)

Reset Well OK Cancel Apply Help

Figura 3.9 Datos de terminación de los pozos.

3.4.2 Cotejo de la presión de inyección de agua previo a la colocación de microgeles

La primera etapa de la prueba de desplazamiento consistió en la inyección de agua al medio poroso para determinar la permeabilidad absoluta. Para cotejar la presión de inyección de este ciclo, en el modelo de simulación después de haber cargado las propiedades de fluidos y de la roca, se estableció el lapso de tiempo que dura la inyección, de manera que el tiempo de los datos experimentales sea igual al de modelo creado. Normalmente, además de la presión de inyección suele cotejarse también los volúmenes producidos, pero en este caso, como se encuentra el núcleo 100% saturado con agua, y se inyecta el mismo fluido, basta únicamente con el cotejo de presión de inyección.

3.4.3 Cotejo de presión de inyección de la dispersión de microgeles

Para reproducir la presión de inyección de microgeles que se lleva a cabo en el medio poroso, es necesario representar el fenómeno de adsorción. El simulador requiere la introducción de valores de adsorción en función de la concentración del fluido inyectado, las celdas que constituyen el modelo verán disminuida su permeabilidad a medida que el componente que se adsorbe atraviese dichas celdas. El aumento en la presión de inyección generada en la simulación en comparación al ciclo de inyección de agua inicial será respuesta a la reducción de permeabilidad llevada a cabo en el modelo por la adsorción del microgel. La estrategia utilizada para llevar a cabo la simulación de la inyección de microgeles al medio poroso, consistió en modelarlo como un proceso de recuperación mejorada, con la diferencia que en este caso los valores de adsorción son altos en relación a los primeros, y por lo tanto existe un fenómeno de reducción del espacio poral, y por ende de permeabilidad en el medio poroso. En la figura 3.10 se observa el algoritmo utilizado para el cotejo de la presión de inyección para el proceso de colocación microgeles en el medio poroso.

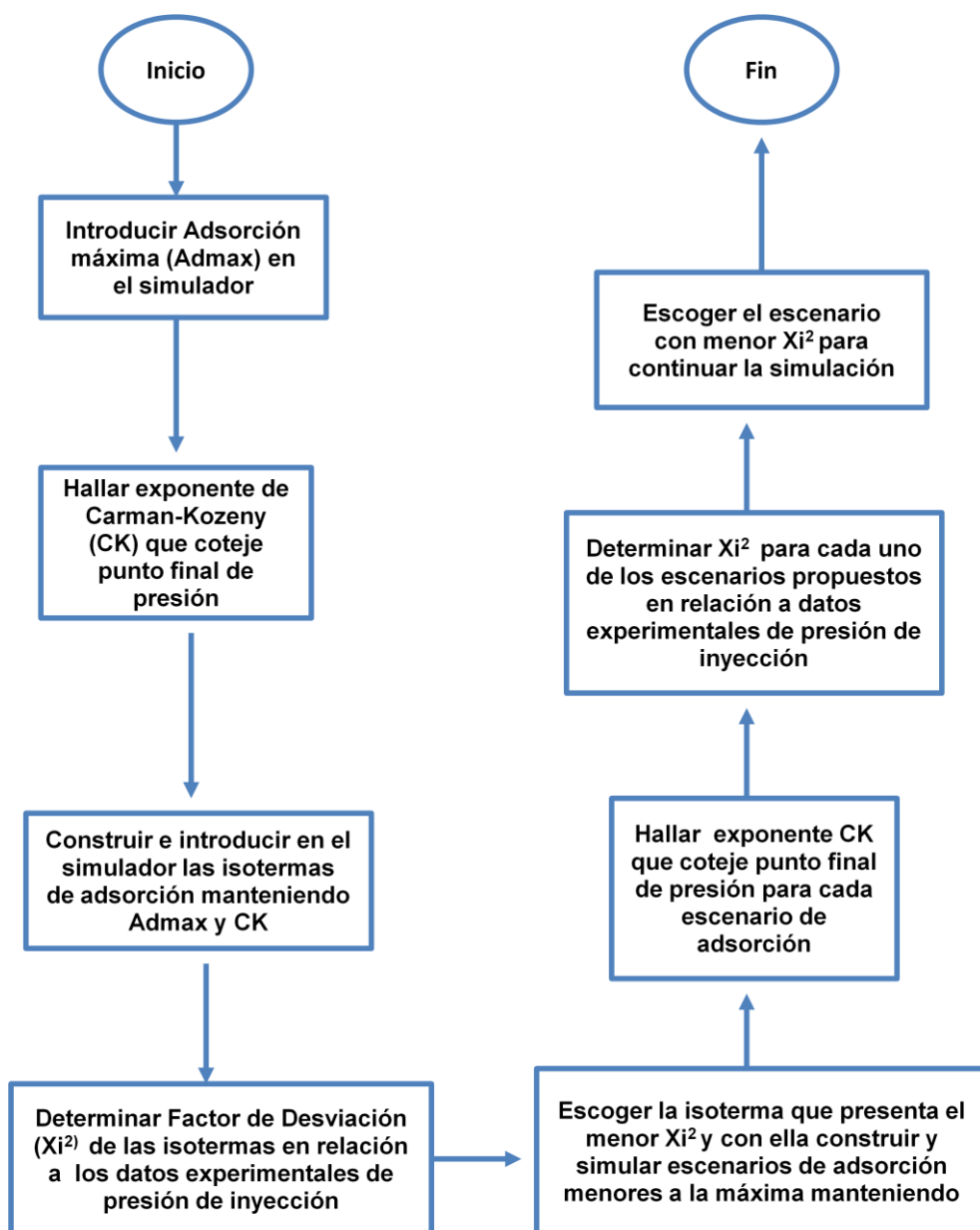


Figura 3.10 Algoritmo utilizado para el cotejo de la presión de inyección de la dispersión de microgeles

3.4.3.1 Adsorción máxima y exponente de Carman Kozeny

Se debe introducir un valor de adsorción máxima (ADMAX) en la interfaz del simulador, dicho valor debe ser congruente con la masa de microgeles que se inyecta al medio poroso, además es necesario introducir una tabla de adsorción en función de la fracción molar, constituida por dos puntos: el origen y el punto final, el origen corresponde al punto donde no existe fracción molar de microgel por lo tanto no puede adsorberse nada, y el punto final que es representado por la máxima fracción molar de microgel presente en la dispersión que se inyecta, y la adsorción máxima.

Además es necesario introducir una tabla de adsorción en función de la fracción molar, constituida por dos puntos: el origen y el punto final, el origen corresponde al punto donde no existe fracción molar de microgel por lo tanto no puede adsorberse nada, y el punto final que es representado por la máxima fracción molar de microgel presente en la dispersión que se inyecta, y la adsorción máxima.

Además del valor de adsorción máxima es necesario definir el volumen poroso accesible (PORFT) y el factor de resistencia residual (RRFT). La fracción de volumen poroso accesible se obtuvo a partir de la superposición de las distribuciones de diámetro de garganta de poro y diámetro de partícula de microgel. En relación al factor de resistencia residual se decidió utilizar un valor igual a 1, ya que la intención es obtener la reducción de permeabilidad con la menor cantidad de variables posibles, y que el efecto de aumento de presión sea obtenido por la viscosidad del fluido que se inyecta en conjunto con los valores de adsorción máxima y la reducción de permeabilidad llevada a cabo en el modelo.

La adsorción máxima por sí sola no es capaz de representar la reducción de permeabilidad llevada a cabo en el núcleo, por lo tanto es imposible que se coteje la presión de inyección de los datos experimentales únicamente con la adsorción

máxima. Existe una relación implícita entre el valor de adsorción máxima y la ecuación de Carman-Kozeny.

El término de porosidad modificada presente en la ecuación de Carman-Kozeny, es función del valor de adsorción máxima y evidentemente de la porosidad original del medio poroso.

$$\phi_{Mod} = f(\phi_{Orig}, Ad_{max})$$

La forma de la ecuación de Carman Kozeny que utiliza el simulador es la siguiente

$$K_{absMod}(\phi) = K_{orig} \left(\frac{\phi_{Mod}}{\phi_{Orig}} \right)^{C_{Kexp.}} \left(\frac{1 - \phi_{orig}}{1 - \phi_{Mod}} \right)^2 \quad (3.20)$$

K_{absmod} : Permeabilidad absoluta modificada (md)

K_{orig} : Permeabilidad original

ϕ_{mod} : Porosidad modificada

ϕ_{orig} : Porosidad original

C_{kexp} : Exponente de Carman-Kozeny

Donde además de la incógnita de la porosidad modificada, está también el exponente de Carman-Kozeny, por ello la estrategia consistió una vez considerado el valor de adsorción máxima, hallar el exponente de CK que cotejó el valor de presión para el punto final de la etapa de inyección de microgeles al medio poroso.

El exponente de Carman-Kozeny se halló mediante la utilización de la ecuación de Carman-Kozeny antes presentada, en una hoja de cálculo diseñada en Microsoft Excel®, donde se introdujeron los siguientes parámetros:

- Porosidad original(ϕ_{Orig}): se obtiene al momento de caracterizar las propiedades del medio poroso.

- Permeabilidad original (K_{orig}): este valor es obtenido del ciclo de inyección agua inicial en las pruebas de desplazamiento.
- Permeabilidad modificada (K_{mod}): se obtiene igualmente de la inyección de agua después post-microgel de las pruebas de desplazamiento.
- Porosidad modificada (ϕ_{mod}): se calcula a partir de la porosidad original y el valor de adsorción máxima considerado.

El exponente de Carman-Kozeny es utilizado como un parámetro de ajuste, aquel que permita reproducir la reducción de permeabilidad obtenida en las pruebas de desplazamientos es considerado el exponente correcto. El exponente de Carman-Kozeny esta limitado entre 1 y 10 para los casos en que la razón de porosidad (ϕ_{mod}/ϕ_{orig}) vs razón de permeabilidad (K_{mod}/K_{orig}), cumple con una función lineal ^[58].

Cuando el exponente de Carman-Kozeny determinado es mayor a 10, es necesario entonces activar una opción conocida como *PERMTABLOG en el simulador. Dicha opción al igual que la ecuación de Carman-Kozeny permite modelar cambios de permeabilidad en el medio poroso. Consiste en introducir una tabla con valores la razón de porosidad (ϕ_{mod}/ϕ_{orig}) vs el logaritmo neperiano de la razón de permeabilidad (K_{mod}/K_{orig}). La condición es que el logaritmo neperiano (K_{mod}/K_{orig}) vs Razón de porosidad sea una recta.

3.4.3.2 Construcción de diferentes isotermas de adsorción

Posterior al cotejo del punto final de presión de inyección se construyeron diferentes isotermas de adsorción manteniendo el punto de adsorción máxima y el exponente de Carman-Kozeny constante, el tipo de isoterma tiene la capacidad de retardar o adelantar el momento en que se alcanza el estado estacionario. La escogencia de la isoterma se hizo considerando las ecuaciones reportadas en la literatura y se comparó la respuesta de los valores de presiones de inyección generados por dichas isotermas

con los datos experimentales para ver cuál de ellas se ajusta mejor. Las isothermas construidas son las siguientes:

Isoterma de Henry

$$\Gamma = Kh C \quad (3.21)$$

Donde

Γ : Adsorción (gr/cm³ de VP de roca)

C : Concentración (adimensional)

Kh : Constante de Henry

Isoterma de Langmuir

$$\Gamma = \frac{A * C}{1 + B C} \quad (3.22)$$

Donde

Γ : Adsorción (gr/cm³ de VP de roca)

C : Concentración

A : Parámetro de ajuste, constante empírica que indica la capacidad de adsorción

B : Parámetro de ajuste

Isoterma de Freundlich

$$\Gamma = K C^{\left(\frac{1}{n}\right)} \quad (3.23)$$

Donde

Γ : Adsorción (gr/cm³ de VP de roca)

C : Concentración

Kh : Constante empírica que indica la capacidad de adsorción

$1/n$: Constante empírica que representa la velocidad de saturación del adsorbato

Isoterma B.E.T

$$\Gamma = \frac{K \left(\frac{C}{C_o}\right)}{1 + (K - 2) \frac{C}{C_o} - (K - 1) \left(\frac{C}{C_o}\right)^2} \quad (3.24)$$

Donde

Γ : Adsorción (gr/cm³ de VP de roca)

C : Concentración

K : Parámetro de ajuste

C_o : es la concentración inicial

3.4.3.3 Factor de desviación Xi^2

Para determinar la isoterma que mejor se adapta se calculó el factor de desviación Xi^2 , la isoterma que presente el valor mas cercano a cero es la que tiene la menor desviación.

$$X^2 = \sum \frac{(xi - xo)^2}{xo} \quad (3.25)$$

Xi^2 : Factor de desviación

Xi : Dato simulado

Xo : Dato experimental

3.4.3.4 Análisis de sensibilidad del valor de adsorción máxima

Dada la incertidumbre existente en el valor de adsorción máxima se construyeron escenarios de simulación donde se mantuvo constante la forma de la isoterma, pero se cambio el valor adsorción máxima. En cada uno de los escenarios construidos se asumió un valor de adsorción máxima que representase una fracción del valor de adsorción máxima supuesto inicialmente, al cambiar el valor de adsorción máxima era necesario también hallar el exponente de Carman-Kozeny para cotejar el punto final de la presión de inyección, dicho exponente se halló como se explico anteriormente.

Inicialmente se construyeron escenarios de adsorción para cada uno de los modelos, que representaran condiciones extremas (tales como 0,90 Ad_{max} ; 0,50 Ad_{max} ; 0,10 Ad_{max}) la escogencia de estos escenarios parte del interés de evaluar valores de adsorción máxima bastante alejados entre sí, de manera de observar el comportamiento de presión de inyección generados en cada uno de los escenarios, para posteriormente refinar de ser necesario en alrededor del escenario de adsorción que haya presentado el menor factor de desviación en relación a los datos experimentales.

3.4.4 Cotejo de presión de inyección de agua posterior a la colocación de microgel

La última etapa del tratamiento, consistió en ajustar la duración del tiempo de inyección del ciclo de agua con los datos experimentales. El parámetro que se ajustó en esta etapa de la simulación correspondió a la Adsorción Residual (ADRT), el cuál es un parámetro de entrada y se introduce al momento de definir los valores de adsorción en el modelo. El ajuste de este parámetro fue suficiente para representar el último ciclo.

3.5 ESTIMACIÓN DE LA POROSIDAD MODIFICADA (Φ_{MOD}) A PARTIR DE LAS ECUACIONES DE ESPESOR DE CAPAS ADSORBIDA^[59].

Con el objetivo de validar el valor de adsorción máxima óptima obtenido mediante el uso de la ecuación de Carman-Kozeny, se utilizaron las siguientes ecuaciones que permite estimar la porosidad modificada del medio poroso, y de esta manera establecer relaciones con la adsorción máxima.

La reducción de permeabilidad en un medio poroso sometido a la inyección de microgeles se obtuvo a partir de la siguiente ecuación^[59], es equivalente al factor de resistencia residual:

$$Rk = \frac{\Delta P2}{\Delta P1} \quad (3.26)$$

Rk: Reducción de permeabilidad (adimensional)

$\Delta P1$: Caída de presión antes de la inyección de microgeles (kPa)

$\Delta P2$: Caída de presión después de la inyección de microgeles (kPa)

El espesor de las capas adsorbidas se calcula con la ecuación 3.27 ^{[17] [5] [59]}.

$$\varepsilon h = rp \left[1 - (Rk)^{-1/4} \right] \quad (3.27)$$

Rp: Radio de la garganta de poro (μm)

Eh: Espesor de la capa adsorbida (μm)

Para determinar el espesor, es necesario estimar previamente el radio de la garganta de poro a partir del siguiente modelo de capilar corregido ^[59]:

$$rp = 4,5 * \sqrt{\frac{8k}{\Phi}} \quad (3.28)$$

K: Permeabilidad (μm^2)

Φ : Porosidad (fracción)

El factor 4,5 es utilizado para areniscas. Para conocer el valor de adsorción máxima, es preciso saber el cambio de porosidad que se llevó a cabo en el medio poroso, para ello se determinó el radio en la garganta de poro efectivo, el cuál toma en cuenta el espesor de las capas adsorbidas de, microgeles ^[5].

$$rp' = rp - \varepsilon h \quad (3.29)$$

rp': Radio de poro efectivo (μm)

La porosidad modificada (ϕ_{mod}), entendida como la porosidad que existe en el medio posterior a la inyección de microgeles, se determinó a partir de la ecuación 3.30,

$$rp' = 4,5 * \sqrt{\frac{8k_{mod}}{\phi_{mod}}} \quad (3.30)$$

K_{mod} : Permeabilidad modificada

ϕ_{mod} : Porosidad modificada

El volumen adsorbido se determina con la ecuación 3.31

$$Volumen\ adsorbido = \frac{\phi_{orig} - \phi_{mod}}{VP} \quad (3.31)$$

Por último, se calculó el error porcentual entre, la porosidad modificada obtenida por la ecuación de Carman-Kozeny, y la ecuación de espesor de capas adsorbidas.

$$Error\ Porcentual = \left(\frac{\phi_{mod\ \varepsilon h} - \phi_{mod\ ck}}{\phi_{mod\ \varepsilon h}} \right) * 100 \quad (3.32)$$

Donde:

$\Phi_{mod\ \varepsilon h}$: es la porosidad modificada a partir de las ecuaciones de espesor de capas adsorbidas.

$\Phi_{mod\ ck}$: es la porosidad modificada a partir de las ecuaciones de Carman-Kozeny obtenidas de los escenarios óptimos contruidos para los modelos de simulación.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIONES DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos en cada una de las etapas del trabajo realizado, usando la metodología descrita en el Capítulo III.

4.1 EFECTOS DE LA PRESENCIA DE ARCILLAS EN EL MEDIO POROSO EN LAS MEDICIONES DE PERMEABILIDAD.

La permeabilidad absoluta nominal de las muestras según proveedor es de 300 md aproximadamente, no obstante la permeabilidad absoluta medida al agua a una temperatura de 60°C mediante prueba de desplazamiento y determinada aplicando ley de Darcy, arrojó valores menores a 300 md en todas las muestras utilizadas. Algunos estudios reportan que la permeabilidad medida al agua puede ser hasta un 1/3 de la permeabilidad medida al aire^[60]. Dicha variación en la permeabilidad se puede atribuir en muchos casos a los efectos asociados al potencial zeta y fenómenos electrocinéticos. Estos fenómenos ocurren por la interacción de los minerales presentes en la roca con el fluido que alberga dicho medio poroso^[61].

La interacción del agua de formación con los minerales de la roca (principalmente las arcillas) han demostrado reducir la permeabilidad del medio poroso por hinchamiento, desprendimiento y migración de material proveniente de las arcillas que restringen el flujo de fluidos en el medio poroso^[60].

La composición mineral obtenida a partir de técnica de difracción de rayos X de las muestras de Berea utilizadas se presenta en la Figura 4.1. El mayor porcentaje corresponde al cuarzo con un 77%, en segundo lugar se encuentran las arcillas con 15% de presencia en la roca, entre la dolomita, la calcita, feldespatos y otros hacen el 8% restante. No es posible discernir que tipo de arcillas están presentes en la roca,

pero el porcentaje es mayor al 5% que comúnmente se considera, por lo tanto la reducción de permeabilidad en el medio poroso tiene relación con la presencia de dichas arcillas.

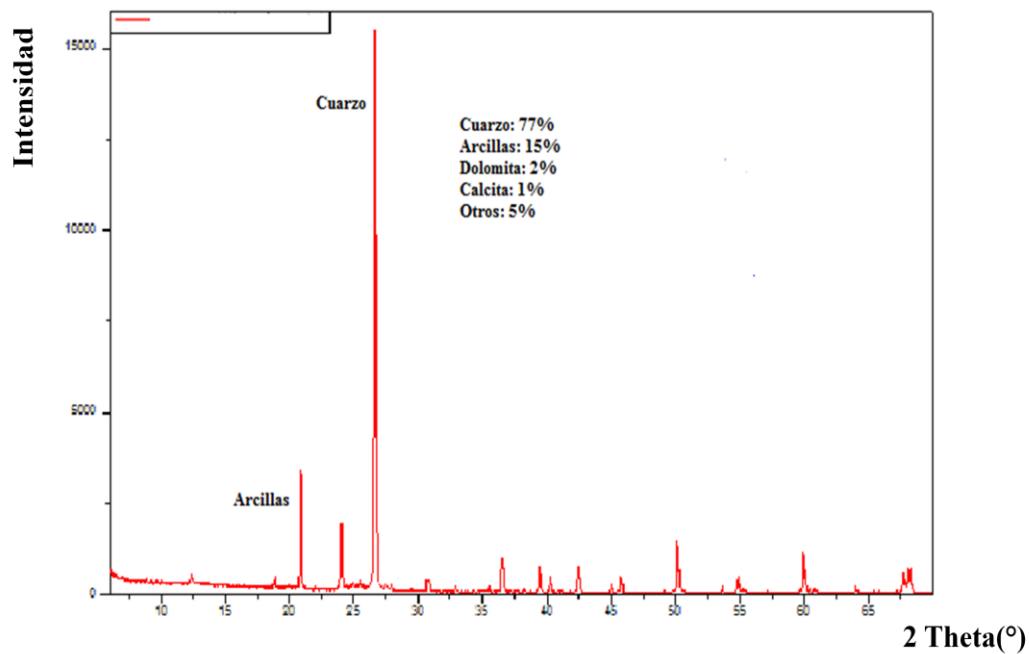


Figura 4.1 Composición mineral de las muestra de Bereas obtenida por rayos X

Aun cuando arcillas hinchables como las montmorillonitas estén ausentes de las muestras de Berea, la dispersión de arcillas del tipo aguja o no hinchable (caolinita, illita, clorita) puede reducir la permeabilidad en el medio poroso producto de la migración de partículas de arcilla a raíz de un cambio en la salinidad del agua de formación y/o el movimiento del agua en el medio poroso ^[60]. La presencia de caolinitas es considerada como la causa predominante en la migración de finos en muestras de Berea ^[62]. Las mediciones de permeabilidad realizadas pueden verse afectada por las partículas de arcillas que se desprenden de las paredes de la roca y migran con el fluido hasta que son capturadas en constricciones de poros, reduciendo así el área transversal al flujo ^[62].

Existe una relación estrecha entre el potencial zeta de la caolinita y la concentración de iones Ca^{+2} presentes en el fluido que atraviesa el medio poroso, una reducción en el potencial zeta se logra con un incremento en la extensión de superficie de roca cubierta por iones de Ca^{+2} , de esta manera disminuye la probabilidad de que se desprendan los finos de arcilla y reduzcan la permeabilidad del medio poroso ^[62]. En la figura 4.2 se observa arcillas de tipo aguja o no hinchables presentes en las muestra de Berea utilizadas en las pruebas de desplazamiento.

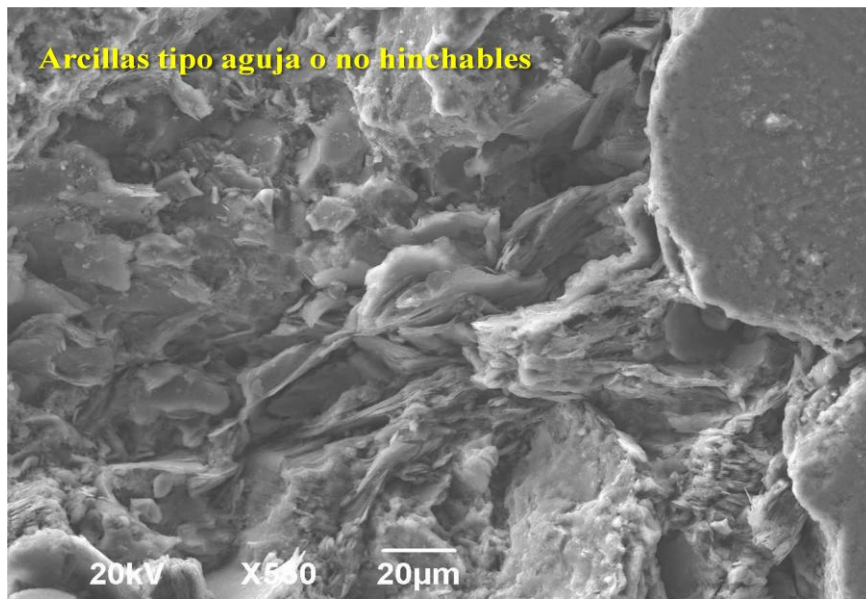


Figura 4.2 Arcillas tipo aguja o no hinchables en las muestras de Berea de 300 md.

4.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN EN LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTOS EN CONDICIONES DE FLUJO MONOFÁSICO.

Los comportamientos de la presión de inyección para las pruebas de desplazamientos realizadas a condiciones de flujo monofásico se presentan a continuación:

4.2.1 Prueba N°1. Caudal: 0,83 cm³/min

En la figura 4.3 se observa el comportamiento de la presión de inyección durante toda la prueba de 0,83 cm³/min, la cual consta de tres ciclos. El primer ciclo representa la inyección de agua, donde se observa que el comportamiento de presión de inyección es bastante estable, arrojando un valor aproximadamente de 105 kPa, y mediante la aplicación de la ley de Darcy, se obtuvo una permeabilidad de 90 md, que representa la permeabilidad absoluta de la muestra.

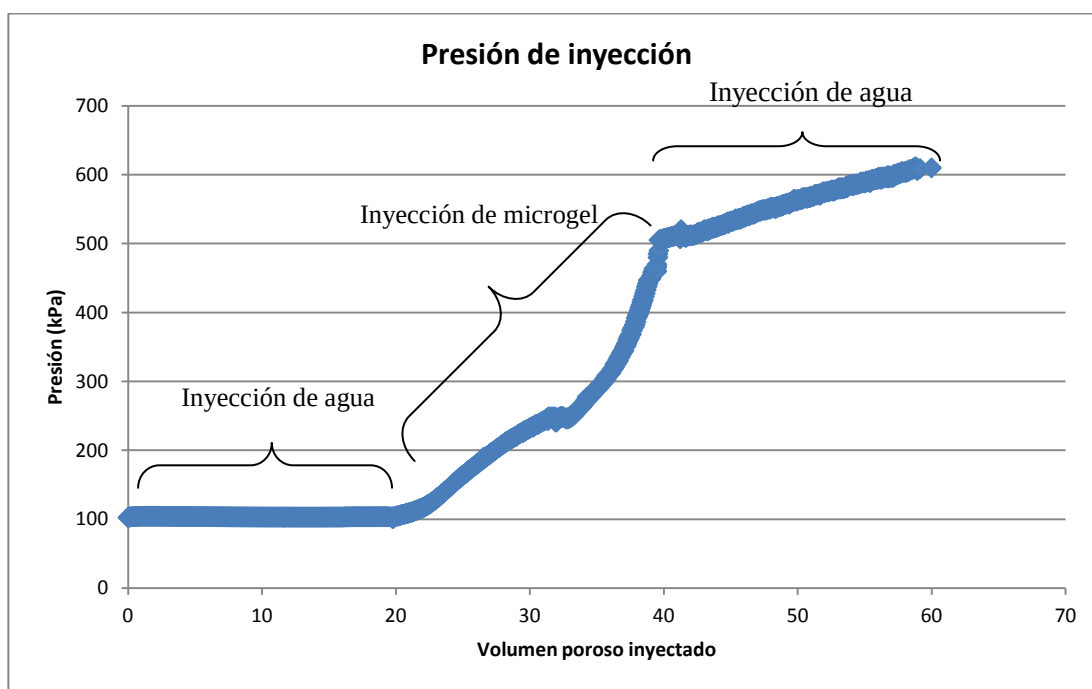


Figura 4.3 Presión de inyección de la prueba de 0,83 cm³/min

Posterior a ello, el segundo ciclo corresponde a la inyección de microgeles, que presenta una viscosidad mayor a la del agua, por lo tanto es de esperarse un incremento en la presión de inyección respecto al ciclo anterior. Los microgeles se inyectan en sentido inyección.

Se observa un comportamiento de presión siempre ascendente, que a pesar de la inyección de 20 volúmenes porosos, no alcanza estado estacionario. El quiebre que se observa en la presión de inyección fue debido a una interrupción momentánea de la bomba para su llenado. Este comportamiento de presión parece estar asociado a fenómenos de taponamiento en el medio poroso, donde las partículas de microgel no penetran a profundidad en la roca sino que se adsorben o entrapan en las gargantas de poros que se encuentran más cercanas a la cara por donde se lleva a cabo la inyección, el taponamiento ocurre sólo en una fracción del volumen total de la roca, no obstante no es posible verificarlo con las técnicas de medición utilizadas. Este patrón de la presión de inyección en relación al tiempo o la cantidad de volúmenes porosos inyectados ha sido referenciado previamente en estudios similares^[45].

El último ciclo corresponde a la inyección de agua en sentido producción, se puede observar que en este caso la presión de inyección continúa desde el valor en que culminó la inyección de microgel, que rondaba los 500 kPa, y a pesar de que el agua presenta una menor viscosidad en relación a la dispersión de microgel, la presión de inyección en lugar de disminuir de acuerdo a la menor viscosidad del agua, sigue aumentando.

Es evidente que la colocación de la dispersión de de microgeles en la roca, efectivamente redujo la permeabilidad de una manera abrupta, inicialmente la permeabilidad era de 90 md, y posterior a la colocación del gel, esta permeabilidad alcanza un valor de 0,6 md. El factor de resistencia residual obtenido es 150, sin embargo, como se comentó anteriormente producto del patrón de presión observado, esto es típico de fenómenos de taponamiento, y en ellos solo una fracción del volumen total de la roca ve disminuida abruptamente su permeabilidad, pudiendo quedar sectores de la roca que no vieron reducida su permeabilidad en proporciones similares al segmento taponado.

Las siguientes figuras permiten ilustrar lo que puede estar ocurriendo en el medio poroso, a partir del comportamiento de presión de inyección observado. La figura 4.4 muestra la reducción en el área disponible al flujo cuando las partículas de microgeles invaden un medio poroso, un aumento en la presión de inyección es razonable por la reducción del área al flujo. La presión de inyección de agua post-microgel debería entonces alcanzar estado estacionario si los microgeles solo representan una reducción el área disponible al flujo, por lo tanto este escenario se descarta.

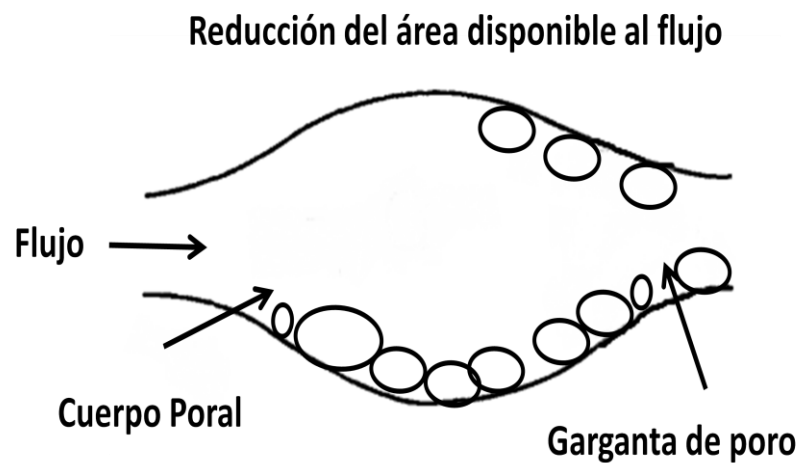


Figura 4.4 Reducción del área disponible al flujo en una garganta de poro por la presencia de microgeles

La figura 4.5 ilustra el taponamiento de una garganta de poro producto del entrapamiento de los microgeles. La restricción al flujo en la garganta de poro es mucho más abrupta que en el caso anterior, sin embargo la presión de inyección de agua post-microgel debería de igual manera alcanzar estado estacionario, a menos que el flujo de agua siga transportando los microgeles a lo largo del medio poroso. No obstante, esto no es posible comprobarlo únicamente a partir de los valores de presión de inyección.

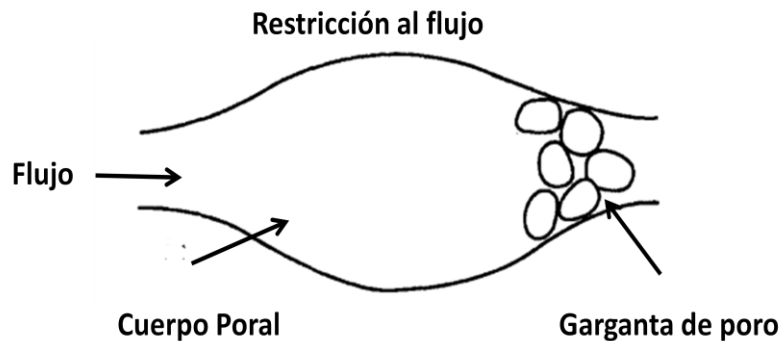


Figura 4.5 Restricción al flujo por acumulación de microgeles una garganta de poro.

Otro de los posibles escenarios se ilustra en la figura 4.6, donde los microgeles entrampados en la garganta de poro se hinchan a medida que el flujo de agua entra en contacto con ellos, la capacidad de hinchamiento de los microgeles ha sido estudiada previamente ^[23]. El hinchamiento progresivo reduciría el volumen disponible al flujo durante la inyección de agua al medio poroso, generando así un estado no estacionario en la presión de inyección.

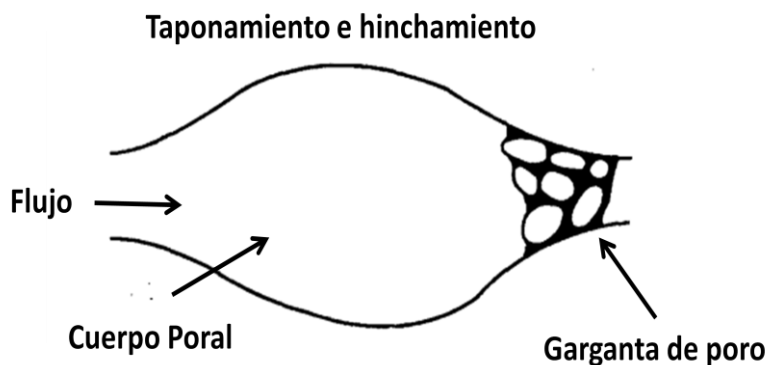


Figura 4.6 Restricción al flujo por taponamiento e hinchamiento de microgeles en el medio poroso.

4.2.2. Prueba N°2. Caudal: 2,00 cm³/min

Esta prueba se llevó a cabo a un caudal de 2 cm³/min. En la figura 4.7 se observa el comportamiento de presión observado. La inyección de agua previa a la colocación

de la dispersión de de microgeles mostró un comportamiento estable alrededor de 110 kPa, siendo un valor de permeabilidad absoluta de 120 md aproximadamente.

Durante el ciclo corresponde a la inyección de la dispersión de microgel, la presión de inyección va aumentando, posteriormente alcanza estado estable cerca de finalizar el proceso de inyección. Esta tendencia estable parece indicar que la masa de microgeles que entra al medio poroso por unidad de tiempo es igual a la masa de microgeles que sale de él, por lo tanto se puede decir que el fenómeno de adsorción se llevó a cabo en el medio poroso. El patrón de inyección en este ciclo corresponde al patrón de *Deformar y pasar*^[45].

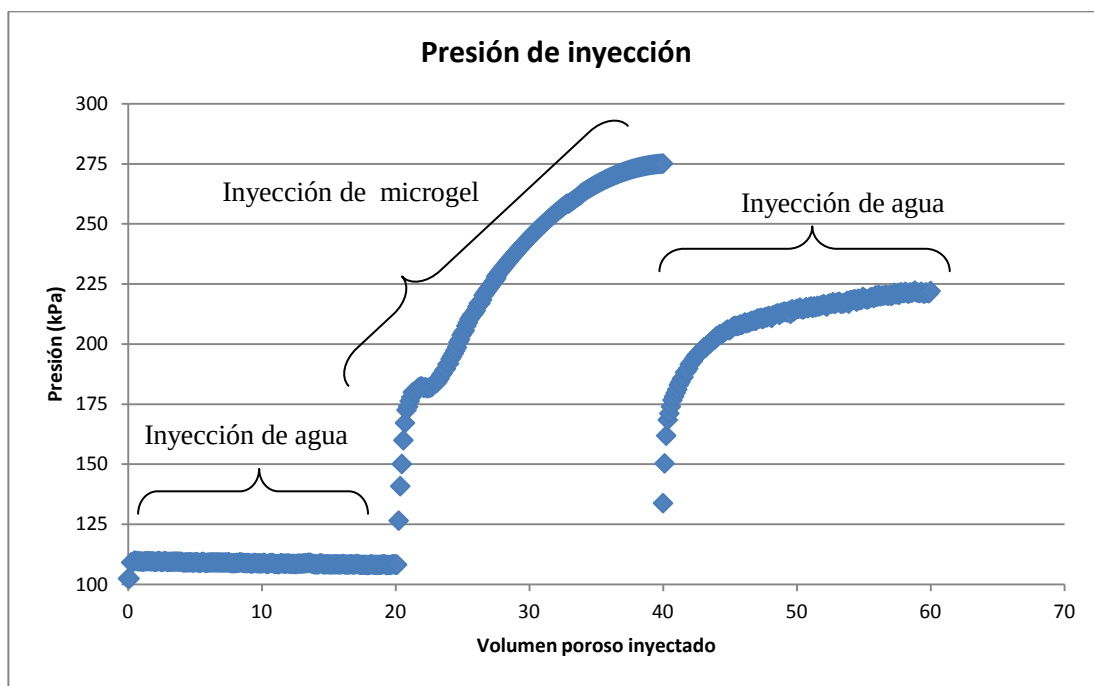


Figura 4.7 Presión de inyección de la prueba de 2,00 cm³/min

Una vez finalizó la inyección de microgeles, para proceder al llenado de la bomba de inyección para el siguiente ciclo, el sistema se despresurizó ya que no se contaba con una válvula de contrapresión que mantuviese el sistema presurizado. Por tal razón para la inyección de agua post-microgel, la presión de inyección comienza desde

valores cercanos a la presión atmosférica. En la prueba anterior, dicha caída de presión no se observó, ya que es probable que la obstrucción en el medio poroso impida que la presión caiga durante el llenado de la bomba.

A diferencia de la prueba anterior, la presión en la inyección de agua post-microgel es menor a la alcanzada durante la inyección de microgeles, dicha caída de presión se puede explicar por el cambio de viscosidad del fluido inyectado. Otra de las razones que pude explicar la caída de presión al finalizar la inyección de microgeles, es un aumento en la permeabilidad, ya que la inyección de agua post-microgel puede estar desplazando microgeles que se hayan entrampado en las gargantas de poros a espacios porales mas grandes donde no causen obstrucción al flujo, e incluso puede sacarlos del medio poroso.

El aumento en el caudal de inyección en relación a la prueba anterior, explicaría una menor reducción, ya que al aumentar la velocidad del flujo, las fuerzas de arrastre son mayores y menos microgeles se entramparán en las gargantas de poros. Inicialmente la permeabilidad de la roca era 120 md, la inyección de agua posterior a la inyección de dispersión de polimérica, arroja una permeabilidad de 6 md, evidenciando así una reducción de permeabilidad en el medio poroso de gran magnitud, el factor de resistencia residual en este caso es de 20.

4.2.3 Prueba N°3. Caudal: 4,00 cm³/min.

En la figura 4.8 se observan los diferentes ciclos llevados a cabo en el medio poroso para la prueba de desplazamientos de fluidos a un caudal de 4 cm³/min. El primer ciclo donde se inyecta agua para determinar la permeabilidad absoluta, se observa que la presión durante la inyección de agua no alcanza un estado estacionario a pesar de la inyección de 20 volúmenes porosos. En este caso para determinar la permeabilidad absoluta se consideró el punto final de presión como el punto para el cálculo de la permeabilidad absoluta mediante ley de Darcy, que en este caso fue 33 md. Es preciso acotar, que esta muestra de roca es de la misma sección que las dos anteriores,

sin embargo la permeabilidad en este caso fue mucho menor. Interacciones electrocinéticas entre los minerales de la roca, y las sales presentes en el agua pueden ser la causa.

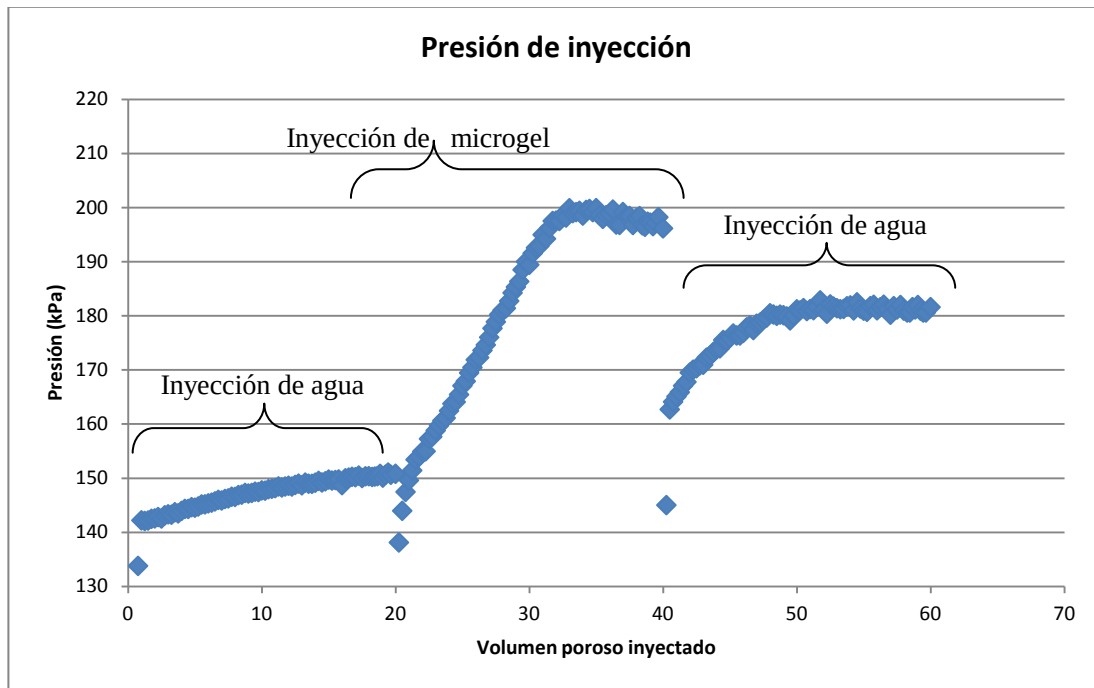


Figura 4.8 Presión de inyección de la prueba de 4,00 cm³/min

El proceso de inyección de microgeles, de igual manera presenta un comportamiento ascendente en los primeros volúmenes porosos que son inyectados. A diferencia del caso anterior el estado estacionario es obtenido mucho antes de llegar a los volúmenes porosos finales. El patrón de inyección en este ciclo corresponde al patrón de *Deformar y pasar* igual que a 2 cm³/min ^[45].

Al igual que en la prueba previa, la discontinuidad en la presión de inyección al finalizar la inyección microgeles y comienzo de la inyección de agua post-microgel, es producto de la despresurización del sistema al momento de llevar a cabo el llenado de la bomba.

El ciclo de inyección de agua post-microgel, se comporta como la prueba anterior, donde la presión de inyección presenta una disminución cuando se compara con la inyección de microgeles. Dicha reducción, se asocia al cambio de viscosidad del fluido, y a un posible aumento de permeabilidad del medio poroso por el reacomodo o desplazamiento de microgeles fuera de la roca. Inicialmente la permeabilidad de la muestra era 33 md, y después de la colocación del tratamiento se obtiene una permeabilidad cercana a 22 md, representando así un factor de resistencia residual de 1,5.

4.3 EFECTOS DE LA VELOCIDAD DE INYECCIÓN DE MICROGELES EN CONDICIONES DE FLUJO MONOFÁSICO

Para el análisis de los efectos que tiene la velocidad de flujo durante la inyección de microgeles en el medio poroso es necesario tomar en cuenta que la inyección se realiza a un caudal fijo, y por tratarse de un área transversal constante, entonces también la velocidad de flujo lo es. A escala de pozo el régimen de flujo es radial, aun cuando el caudal de inyección es una constante, el área transversal varía radialmente. En relación a la inyección de microgeles al medio poroso es evidente que el cambio del caudal de inyección representa una alteración en la manera en que los microgeles se acomodan dentro de la estructuras porales y reducen la permeabilidad de la roca.

En la tabla 4.1 se presentan las permeabilidades obtenidas antes y después de la inyección de microgeles para cada una de las pruebas, así como también el factor de resistencia residual obtenido.

Tabla 4.1 Permeabilidades antes y después de la inyección de microgeles

Permeabilidad (md)	0,83 cm ³ /min	2,00 cm ³ /min	4,00 cm ³ /min
K abs antes de microgel(md)	90,00	120,00	33,00
K abs después de microgel (md)	0,60	6,00	22,00
FRR (Factor de resistencia residual)	150	20	1,5

En la figura 4.9 se puede observar la reducción de permeabilidad en el medio poroso para los tres caudales. Para poder comparar los tres caudales en una misma gráfica, se normalizaron las permeabilidades obtenidas durante la inyección de microgeles con la permeabilidad original de su respectiva muestra.

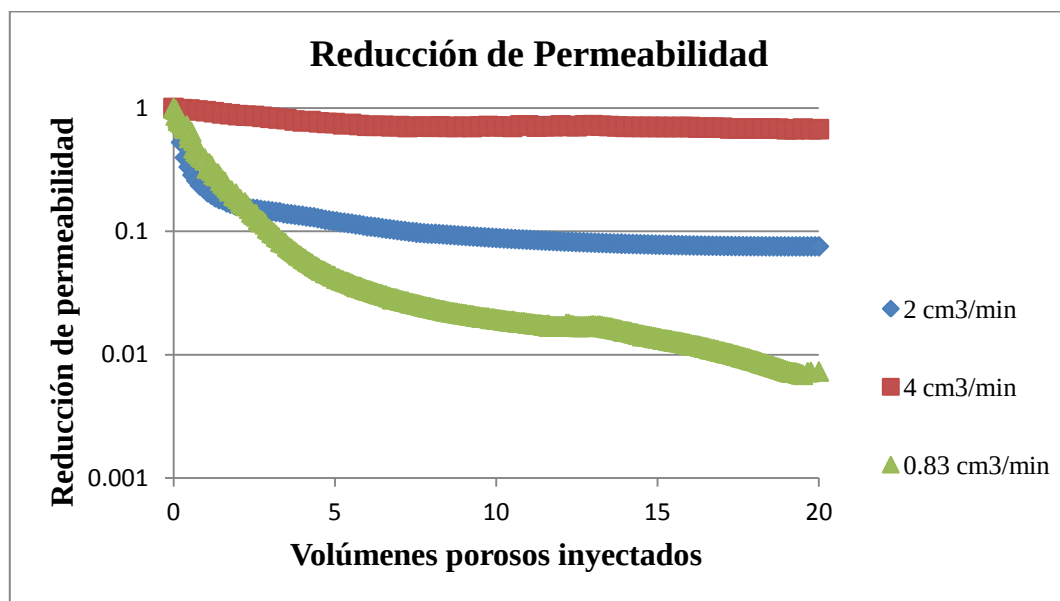


Figura 4.9 Reducción de permeabilidad para los diferentes caudales de inyección de microgeles.

El valor de 1, es cuando no hay cambios en la permeabilidad de la roca, y a medida que se acerca a cero la reducción de permeabilidad aumenta. Para el caudal de 4 cm^3/min , la reducción de permeabilidad es muy pequeña, el factor de resistencia residual es de 1,5. La reducción de permeabilidad que se lleva a cabo en el medio poroso alcanza estado estacionario cerca de 10 volúmenes porosos inyectados. Para el caudal de 2 cm^3/min , el factor de resistencia residual es de 20. La reducción de permeabilidad es mucho mayor, de hecho alcanza estado estacionario cerca de finalizar la inyección. Por último la prueba de 0,83 cm^3/min , es la que presenta la

reducción de permeabilidad más abrupta, y no alcanza estado estacionario durante la inyección.

Queda demostrado que a medida que el caudal aumenta, el estado estacionario se alcanza más rápido para un medio poroso de características de similares y manteniendo la concentración de la dispersión de microgeles. Los patrones de presión de inyección de microgeles experimentadas en las pruebas de 2 y 4 cm³/min validan el mecanismo de Deformar y pasar, documentado en trabajos previos para condiciones de flujo monofásico, en tanto el patrón de presión experimentado en la prueba de 0,83 cm³/min es el correspondiente al mecanismo de Taponamiento ^[45].

La relación entre el caudal de inyección con el mecanismo de entrapamiento de los microgeles en medio poroso, permite suponer la existencia de un caudal de inyección crítico que limite a los dos mecanismos observados. Es necesario realizar pruebas de desplazamiento que tengan como objetivo determinar dicho caudal crítico, ya que por debajo de ese caudal es probable que la reducción de permeabilidad llevada a cabo en el medio poroso sea taponamiento, e impida que las partículas de microgeles penetren en el medio poroso. El conocimiento de dicho caudal crítico será también muy importante al momento de realizar el escalamiento del modelo de laboratorio al modelo de pozo en campo. A escala de laboratorio, se puede afirmar que para áreas de flujo similares e igual distribución del tamaño de partícula de microgel, la reducción de permeabilidad, producto del entrapamiento mecánico de las partículas y adsorción de las mismas se verá influenciado por la velocidad con que estas partículas transiten por los canales del medio poroso.

Si el caudal es bajo, entonces las fuerzas de arrastre serán menores y no tendrán capacidad de deformar la partícula y hacer que esta pase por gargantas de poros mucho más pequeñas, mientras que para velocidades altas, las partículas que entran al medio poroso salen fácilmente, ya que las fuerzas de arrastre proporcionales a la velocidad deformarán en gran medida la forma de las partículas haciéndola pasar por

gargantas más pequeñas, y obteniendo así una reducción de permeabilidad menor a la obtenida a caudales más bajos. Además de los patrones de presión de inyección observados, los factores de resistencia residual obtenidos de las pruebas ayudan a analizar la magnitud de la reducción de permeabilidad en función del caudal. En la figura 4.10, se observa que el comportamiento del FRR en función del caudal a escala de laboratorio para condiciones de flujo monofásico se ajusta de acuerdo a la Ley de Potencia, lo cual es congruente con investigaciones previas ^[27] y ^{[63] [21] [32] [64]}.

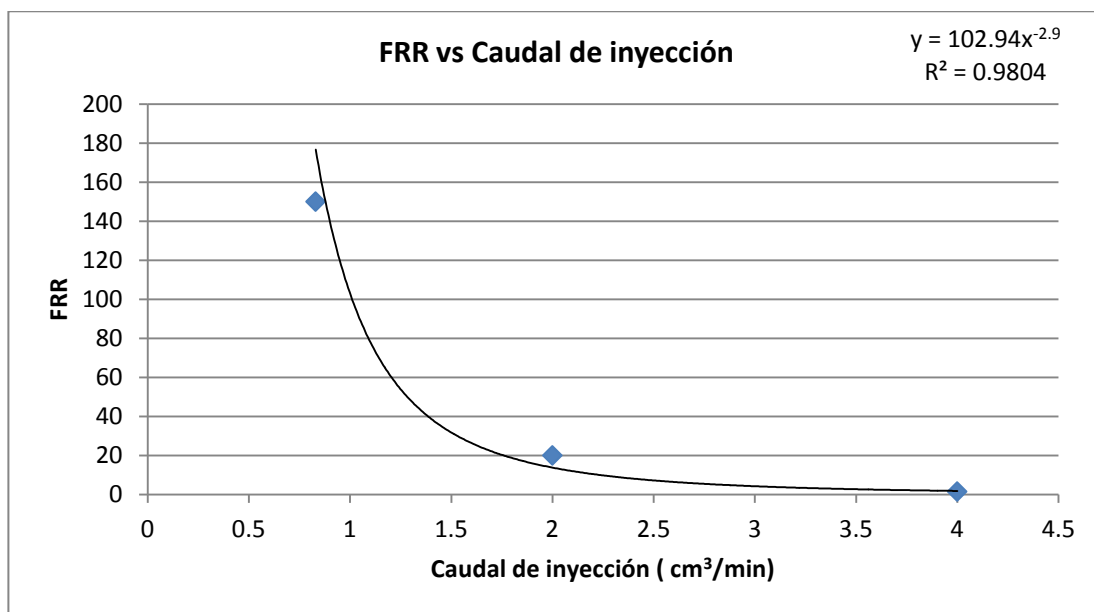


Figura 4.10 Factor de resistencia residual vs Caudal de inyección en condiciones de flujo monofásico

La importancia de la construcción de una función que relacione los factores de resistencia residual con el caudal de inyección permitirá predecir con cierto grado de certeza la reducción de permeabilidad llevada a cabo en un medio poroso, sin necesidad de llevar a cabo pruebas de desplazamientos para cada caudal en específico.

4.4 INYECTIVIDAD Y RENDIMIENTO DE LOS MICROGELES EN PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTOS EN CONDICIONES DE FLUJO BIFÁSICO

A diferencia de las pruebas anteriores, éstas involucran la presencia de aceite en el medio poroso, a fin de reproducir condiciones similares a las existentes en los pozos productores. Se realizaron 3 pruebas en condiciones de flujo bifásico. El caudal de inyección se mantuvo constante en todas las pruebas. El objetivo en este punto es evaluar la inyectividad y el rendimiento de los microgeles cuando son inyectados al medio poroso, dispersos en aceite y dispersos en agua, antes de proceder a analizar los efectos de la velocidad de flujo en la inyección de microgeles en condiciones de flujo bifásico.

4.4.1. Inyección de microgeles dispersos en agua

Se realizaron dos pruebas con microgeles dispersos en agua. El comportamiento de la presión de inyección, los cambios en las saturaciones de los fluidos, y las permeabilidades efectivas, para cada una de las pruebas se presentan a continuación.

4.4.1.1 Inyección de microgeles dispersos en agua a $0,83 \text{ cm}^3/\text{min}$ al $0,1\% \text{ m/m}$.

En la tabla 4.2 están los valores de saturaciones y permeabilidades obtenidas para la prueba. En la figura 4.11 se observa el comportamiento de presión para todos los ciclos del experimento. La dispersión de microgel inyectada fue al $0,1\% \text{ m/m}$.

El primer ciclo que se observa en la figura 4.11 corresponde a la inyección de agua en sentido producción para determinar la permeabilidad absoluta, se observa un comportamiento de presión estable durante los 20 volúmenes porosos que dura el ciclo, obteniéndose un valor de permeabilidad absoluta cercano a los 90 md.

Tabla 4.2 Permeabilidades y saturaciones para la prueba de inyección de microgeles dispersos en agua al 0,1% m/m para condiciones de flujo bifásicos.

Permeabilidades y saturaciones	Valor
Permeabilidad absoluta (K absoluta, md)	90
Saturación de Agua irreducible (S_{wi})	51%
Permeabilidad efectiva al aceite (K_{eff} aceite, md)	80
Saturación de agua @ Sor	71%
Permeabilidad efectiva al agua (K_{eff} agua, md)	4
Saturación de agua después de iny. Microgel	81%
Saturación de Agua irreducible post-microgel (S_{wi})	75%
Permeabilidad efectiva al aceite post-microgel (K_{eff} aceite, md)	80
Saturación de agua @ Sor	90%
Permeabilidad efectiva al agua (K_{eff} agua, md)	5

El segundo ciclo en esta prueba corresponde a la inyección de aceite para alcanzar la saturación de agua irreducible (S_{wi}) y medir la permeabilidad efectiva a la fase oleica. En un primer instante la presión de inyección aumenta hasta alcanzar un pico y posteriormente cae hasta estabilizar. Ese aumento brusco de presión representa el desplazamiento del agua por parte del aceite en aquellos espacios porales considerados propicios para el flujo de la fase no mojante. Los conductos favorables al flujo de aceite, son los espacios intermedios de los poros con mayor diámetro, ya que por razones de mojabilidad y capilaridad el aceite no entra en capilares muy estrechos ^[65]. Una vez que el aceite no desplaza más agua del núcleo se estabiliza la presión. La permeabilidad obtenida al aceite es de 80 md, la saturación de agua en la roca es de 51%. Saturaciones irreducibles tan altas son comunes en muestras de rocas fuertemente mojadas al agua.

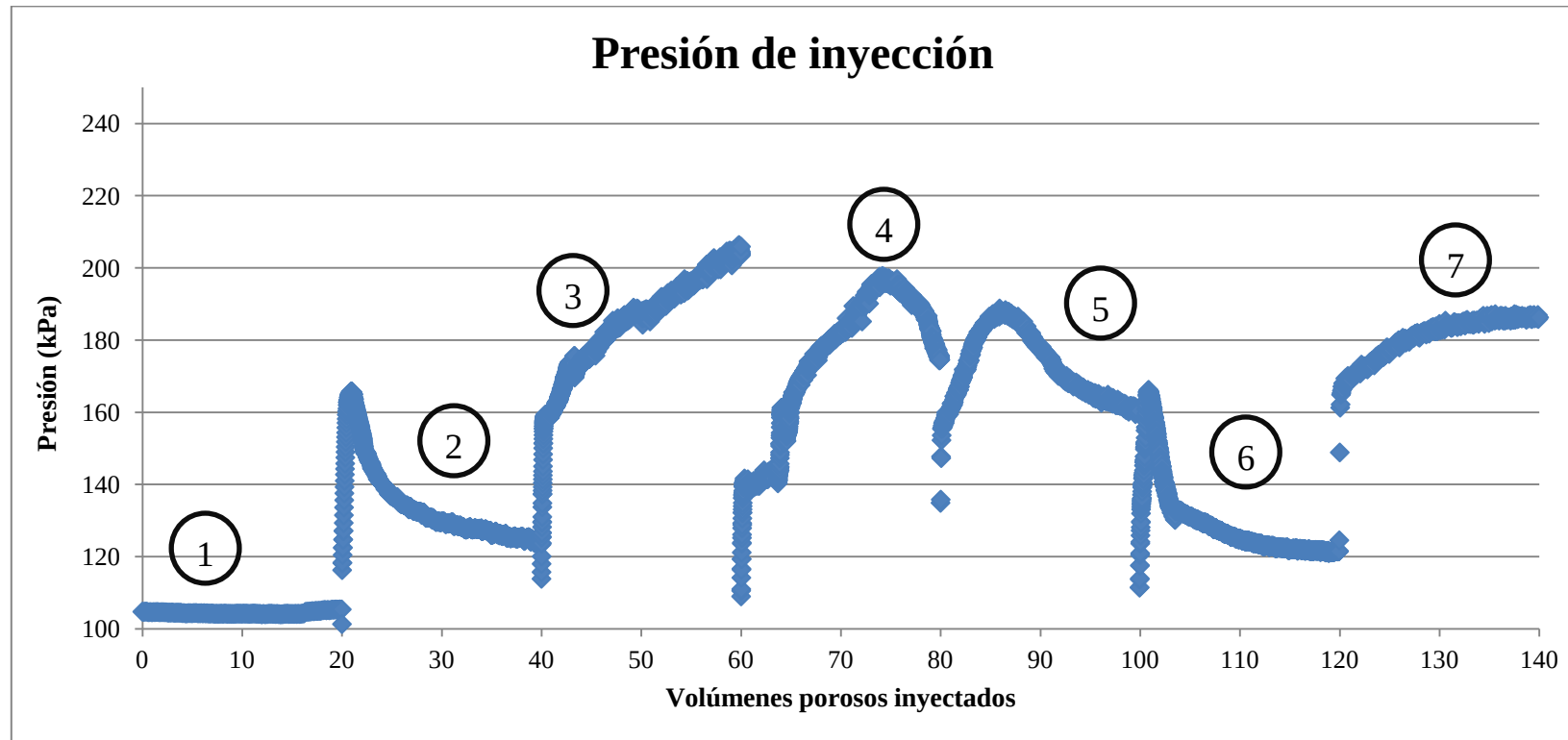


Figura 4.11 Presión de inyección para la prueba de microgeles dispersos en agua al 0,1% m/m en condiciones de flujo bifásico
 1: Inyección de agua 2: Inyección de aceite para alcanzar S_{wi} 3: Inyección de agua para alcanzar S_{or} 4: Inyección de microgeles
 5: Inyección de agua para desorción 6: Inyección de aceite post-microgel 7: Inyección de agua post-microgel

El tercer ciclo representa la inyección de agua en sentido producción para determinar la permeabilidad efectiva al agua y alcanzar la saturación de aceite residual (Sor). Una vez que los espacios intermedios de los canales porales más grandes se encuentren ocupados por la fase oleica, el agua que se inyecta toma los canales de menor diámetro, ya que por su afinidad con la roca no tiene restricciones para entrar en gargantas de poros reducidas. A pesar de lo anterior es probable que el agua inyectada desplace cierto porcentaje de aceite de la roca, el comportamiento de presión observado es ascendente a pesar de presentar fluctuaciones, interacciones con las arcillas presentes en la roca pueden ser causa del aumento de presión de inyección. La saturación de agua a la condición de aceite residual es de 71%. La permeabilidad efectiva al agua es de 4 md. Como no se alcanzó estado estacionario, el valor de permeabilidad efectiva se obtuvo a partir del punto final de presión de inyección del ciclo 3.

Se observa en el ciclo 4 el comportamiento de la presión de inyección de microgeles en sentido inyección, al inicio dicho comportamiento es ascendente y sin tendencia a estabilizar, posteriormente la presión cae. Esa disminución en la presión se puede asociar con el cambio de saturaciones ocurrido en la roca. La saturación de agua a la condición de aceite residual es de 71%, y una vez finalizada la inyección de microgeles queda en 81%, aumentó en 10%, lo equivale a decir que 10% del aceite presente en la roca fue desplazado por la fase acuosa inyectada. Esto parece indicar que los microgeles actúan como un agente de recuperación mejorada.

Los microgeles entran en canales donde el agua previamente no había podido entrar y desplaza cierto volumen de aceite. La dispersión de microgeles no solo debe contactar el aceite sino que además debe tener la capacidad de reducir la tensión interfacial entre ellos para poder empujarlo fuera del medio poroso. Para verificar esto, se hizo un estudio de tensión interfacial entre los fluidos a la temperatura del experimento, que se explica mas adelante.

A diferencia de las pruebas en condiciones monofásicas, la presión de inyección de los microgeles es menor a la experimentada en el ciclo de agua previo. Tomando en cuenta que la dispersión de microgeles es más viscosa que el agua, debería existir un aumento en la presión de inyección de microgeles con respecto al agua. Se ha constatado que el comportamiento de partículas en un medio poroso en condiciones de flujo bifásico sigue un curso diferente a los sistemas donde existe una sola fase, debido a la preferencia que tienen las partículas por una de las dos fases presentes ^[38], este punto se discute más adelante para el caso de los microgeles y su relación con la presión de inyección observada en las pruebas de desplazamiento en condiciones bifásicas.

El ciclo 5 representa la inyección de agua en sentido producción para desorción. En los primeros volúmenes porosos de inyección la presión muestra una tendencia ascendente. Posteriormente la presión alcanza un máximo y comienza a caer. Dicha caída se puede atribuir a que el agua inyectada fluye por capilares donde previamente solo tenía acceso el aceite, de esta manera al ganar capilares que incluso son de mayor diámetro, la caída de presión para el mismo flujo de agua será menor. Resulta interesante observar que el comportamiento de la inyección de microgeles y el de la inyección de agua para desorción son similares.

En la figura 4.12 se pueden observar los puntos finales de saturaciones y permeabilidades relativas para cada uno de los ciclos de inyección de aceite y agua antes y después de la inyección de microgel a la roca.

En la etapa número 6, el comportamiento que tiene la presión de inyección de aceite es similar al ciclo 2. En la figura 4.12 se observa que la saturación de agua irreducible post-microgel es de 75%, mientras que antes de microgel era de 51%. La inyección de microgeles parece haber influido en el cambio de saturaciones tan abrupto, al desplazar aceite del medio otorga capilares al flujo de agua que anteriormente estaban negados por la presencia de aceite. La permeabilidad efectiva

al aceite post-microgel es de 80 md, al igual que la obtenida antes de la inyección de microgeles. La permeabilidad de la fase oleosa no se ve tan afectada por el cambio de saturaciones en la roca.

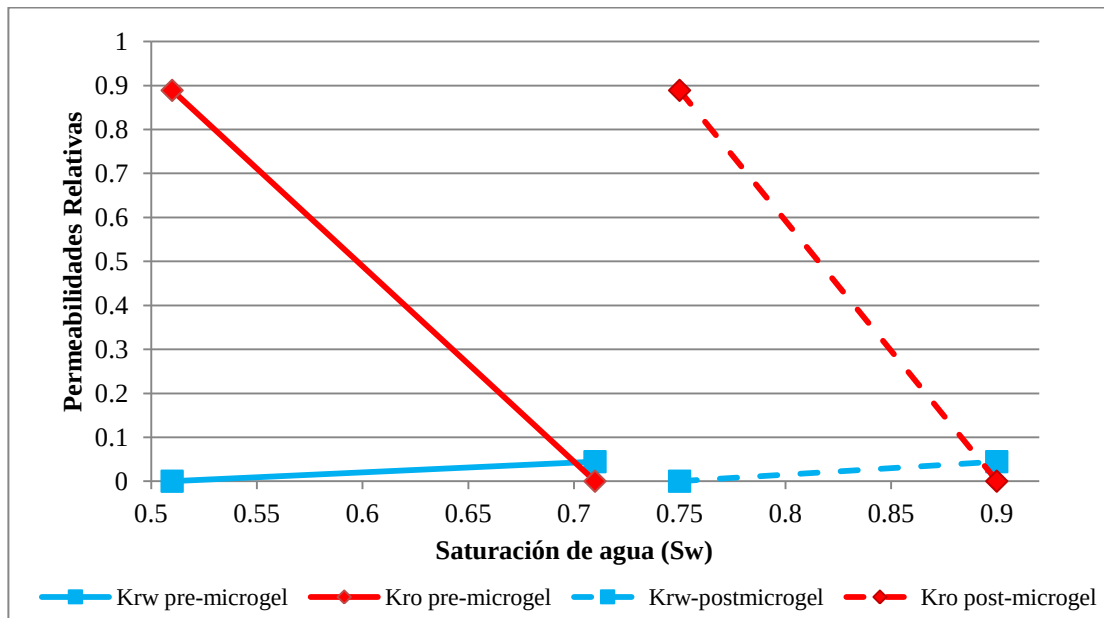


Figura 4.12 Puntos finales de la curva de permeabilidad relativa para la inyección de microgeles dispersos en agua al 0,1% m/m.

La etapa número 7 representa la inyección de agua post-microgel, el comportamiento de la presión es ascendente con tendencia a estabilizar. Los valores de presión más altos alcanzados, son menores a los obtenidos por el mismo ciclo de inyección de agua antes de microgel. En figura 4.12 se observa que antes de la colocación de microgel al medio poroso, el valor de la saturación de agua a la condición de aceite residual es de 71%, mientras la misma condición post-microgel es de 90%. Prácticamente todo el volumen del medio poroso se encuentra saturado con agua, a pesar de eso la permeabilidad efectiva obtenida es 5 md.

Existe un aumento considerable en la saturación de agua sin embargo dicho aumento en la saturación de agua no se traduce en un incremento notable de permeabilidad efectiva, porque el agua es la fase mojante. Producto del cambio abrupto de

saturaciones en el medio poroso, no es posible calcular los factores de resistencia residual para las fases al mismo valor de saturación antes y después de microgel. Sin embargo, se acepta un FRR al aceite de 1, porque no hubo cambios a la permeabilidad efectiva. En cuanto al agua existe un FRR menor a 1, porque se mejoró la permeabilidad efectiva al agua por el aumento de saturación de agua en la roca.

4.4.1.2 Inyección de microgeles dispersos en agua a $0.83 \text{ cm}^3/\text{min}$ al 1% m/m.

En esta prueba a diferencia de la anterior se inyecta una dispersión microgeles en fase agua a una concentración de 1%, el objetivo es analizar si el aumento en la concentración cambia el comportamiento de la presión de inyección de microgeles en condiciones de flujo bifásico. En la tabla 4.4 están los valores de saturaciones y permeabilidades obtenidas para la prueba. En la figura 4.13 se observa el comportamiento de presión para todos los ciclos del experimento.

Tabla 4.3 Permeabilidades y saturaciones para la prueba de inyección de microgeles dispersos en agua al 1% para condiciones de flujo bifásicos.

Permeabilidades y saturaciones	Valor
Permeabilidad absoluta (K absoluta, md)	90
Saturación de Agua irreducible (S_{wi})	49 %
Permeabilidad efectiva al aceite (K_{eff} aceite, md)	60
Saturación de agua @ Sor	62%
Permeabilidad efectiva al agua (K_{eff} agua, md)	5,5
Saturación de agua después de iny. Microgel	64%
Saturación de Agua irreducible post-microgel (S_{wi})	40 %
Permeabilidad efectiva al aceite post-microgel (K_{eff} aceite, md)	80
Saturación de agua @ Sor	54%
Permeabilidad efectiva al agua (K_{eff} agua, md)	4,5

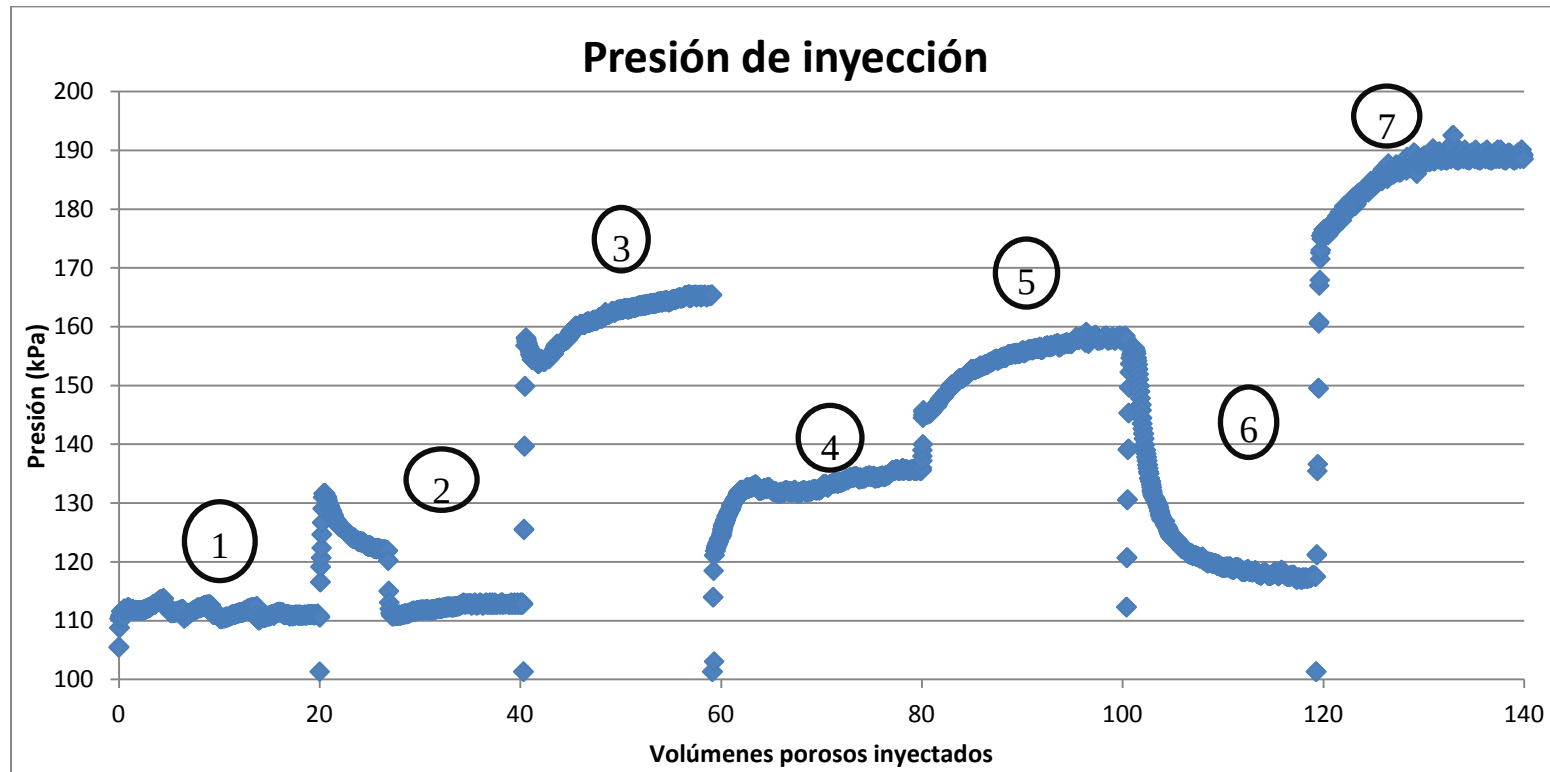


Figura. 4.13 Presión de inyección para la prueba de microgeles dispersos en agua al 1% m/m en condiciones de flujo bifásico

1: Inyección de agua 2: Inyección de aceite para alcanzar S_{wi} 3: Inyección de agua para alcanzar S_{or} 4: Inyección de microgeles 5: Inyección de agua para desorción 6: Inyección de aceite post-microgel 7: Inyección de agua post-microgel

El comportamiento de presión obtenido durante la inyección de agua en sentido producción para determinar la permeabilidad absoluta se observa en el primer ciclo de la figura 4.13, el valor de permeabilidad obtenida para la muestra es de 90 md.

El ciclo número 2 representa la inyección de aceite en sentido producción, este comportamiento de presión es muy parecido al obtenido para el mismo ciclo en la prueba anterior, la saturación de agua irreducible obtenida es de 49%, y la permeabilidad efectiva al aceite es de 60 md. Los valores de saturación de agua irreducible y permeabilidad efectiva al aceite para la prueba anterior fueron de 51% y 80 md respectivamente, la similitud entre las saturaciones de agua irreducible prueba la reproducibilidad de las medidas. En relación a las permeabilidades efectivas, estas difieren un poco.

La tercera etapa representa la inyección de agua para alcanzar la saturación de aceite residual (S_{or}). A partir del comportamiento de presión se observa la dificultad para alcanzar estado estacionario, al igual que en la prueba anterior el aumento de presión de inyección en esta etapa puede explicarse a partir de los menores diámetros de garganta de poro por donde fluye el agua en comparación al aceite. De igual manera interacciones entre los minerales de la roca y el agua inyectada es probable que ocurran. Una vez que la saturación de agua a la condición de aceite residual se ha alcanzado, la presión debería estabilizarse, no obstante no fue así. Dicho valor de saturación de agua fue de 62%, la permeabilidad efectiva obtenida al agua es de 6 md.

La cuarta etapa es la inyección de la dispersión de microgeles en sentido inyección. El patrón de presión no corresponde a los observados en condiciones de flujo monofásico. Al igual que en la prueba anterior no existe el aumento de presión producto de la mayor viscosidad de la dispersión de microgeles en relación al agua (que fue el ciclo previo), tal como se apreciaba en condiciones de flujo monofásico.

A diferencia de la inyección de microgeles al 0,1% m/m, en esta prueba el cambio de saturaciones observado fue mucho menor. La saturación de agua a la condición de aceite residual es de 62% y una vez finalizado la inyección de microgeles la saturación de agua es de 64%. Los valores de presión de inyección de microgeles se encuentran por debajo de los valores experimentados por la inyección de agua y por encima de los valores alcanzados cuando se inyecta aceite, esto parece indicar que la dispersión se mueve en una fase intermedia entre la mojante y la no mojante. Dicho fenómeno de mojabilidad de los microgeles durante su inyección en condiciones de flujo bifásico se discute más adelante.

El quinto ciclo representa la inyección de agua en sentido producción para desorción. Se observa en la figura 4.13 que la presión de inyección tiene un comportamiento ascendente al principio y cerca de finalizar la inyección alcanza estado estacionario. Los valores de presión alcanzados durante la inyección son mayores a los alcanzados durante la inyección de microgeles, a pesar de la menor viscosidad del agua en relación a la dispersión de microgeles. Este comportamiento parece validar que los microgeles inyectados fluyen en una fase intermedia entre el agua y el aceite.

La etapa número seis corresponde a la inyección de aceite post-microgel, donde el comportamiento de presión obtenido es muy parecido al obtenido para la fase oleosa antes de la inyección del tratamiento. La saturación de agua irreducible obtenida es de 40%. En la figura 4.14 se observa que la saturación de agua irreducible post-microgel es menor a la obtenida antes de inyectar microgel. Dicho cambio en las saturaciones pudiese atribuirse a fenómenos de histéresis en el medio poroso. La acción de los microgeles en el medio poroso, en lugar de disminuir la saturación de agua del medio debería aumentarla por la retención del flujo de agua en la roca, por lo tanto se descarta que el cambio de saturación experimentado tenga relación con los microgeles.

No se observan cambios en la permeabilidad efectiva al aceite. A pesar que no es posible medir permeabilidades efectivas a los mismos valores de saturación antes y después de microgel, se considera un factor de resistencia residual de 1,05 a partir de las permeabilidades efectivas para los puntos finales. Dicho FRR representa que no existe alteración significativa al flujo de la fase oleica

El séptimo ciclo en la figura 4.1.3 es la inyección de agua post-microgel, el comportamiento de presión es ascendente y estabiliza cerca de finalizar. Se observa un aumento en la presión comparada con el ciclo de agua inicial, sin embargo el valor de saturación de agua a la condición de aceite residual difiere del valor antes de la inyección de microgel para la misma condición. En la figura 4.1.4 se observa el comportamiento de las saturaciones.

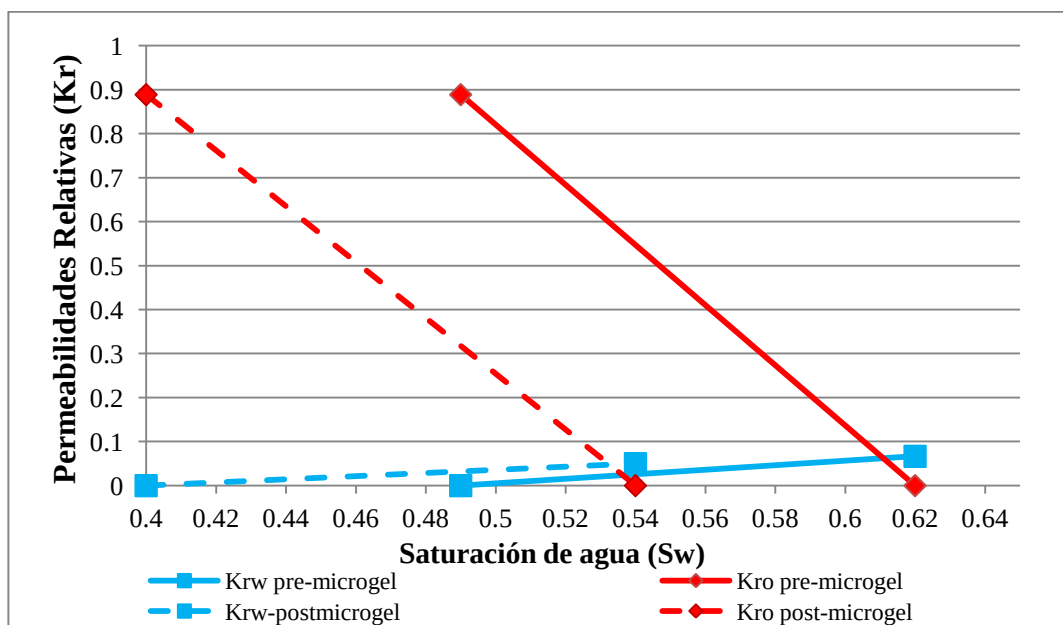


Figura 4.14 Puntos finales de la curva de permeabilidad relativa para la inyección de microgeles dispersos en agua al 1% m/m.

Considerando los valores de permeabilidad efectiva al agua obtenidos para los puntos finales a la condición de aceite residual antes y después de microgel, el factor de

resistencia residual es apenas poco mayor a la unidad, en este caso 1,33. De igual manera, esto se atribuye al cambio de saturaciones que se llevó a cabo en el medio poroso. Inicialmente la saturación de agua a la condición de aceite residual (Sor) era de 62%, y posterior a la inyección del tratamiento, la saturación de agua a la misma condición es de 54%, es decir mayor presencia de aceite en el segundo ciclo, esto implica que al tener menor saturación de agua, la capacidad de fluir que tiene el agua en el medio poroso es mucho más difícil, ya que la permeabilidad al agua se ve más afectada por el valor de saturación debido al carácter de fase mojante que tiene este fluido en la roca. Los factores de resistencia residual obtenidos tanto para el aceite y para el agua no se pueden atribuir a algún fenómeno de adsorción o entrapamiento de las partículas de microgeles, dada la magnitud de las mismas, sino más bien a cambios en las saturaciones asociados a los procesos de drenaje e imbibición llevados a cabo en el medio poroso.

4.4.2 Efecto de la mojabilidad de los microgeles en condiciones de flujo bifásico

El comportamiento de presión de la inyección de microgeles dispersos en agua en condiciones de flujo bifásico difiere del observado en condiciones de flujo monofásico. La disminución en la presión de inyección a pesar del aumento de la viscosidad de la dispersión de microgeles cuando se comparaba con la inyección de agua, no parece congruente. No obstante, la mojabilidad de las partículas parece explicar lo que puede estar ocurriendo en medio poroso. La figura 4.15 ilustra la distribución de los fluidos en un poro en condiciones de flujo bifásico.

La presencia de aceite en el medio poroso, parece ser una de las causas para que la reducción de permeabilidad registrada en las pruebas llevadas a cabo en condiciones de flujo monofásico no esté ocurriendo. El aceite actúa en la roca como la fase no mojante, por tal razón se ubica en el centro de los capilares, el agua al ser la fase mojante entra en contacto con la roca. Entre los dos fluidos se forma una región de interfase, como se observa en la figura 4.15.

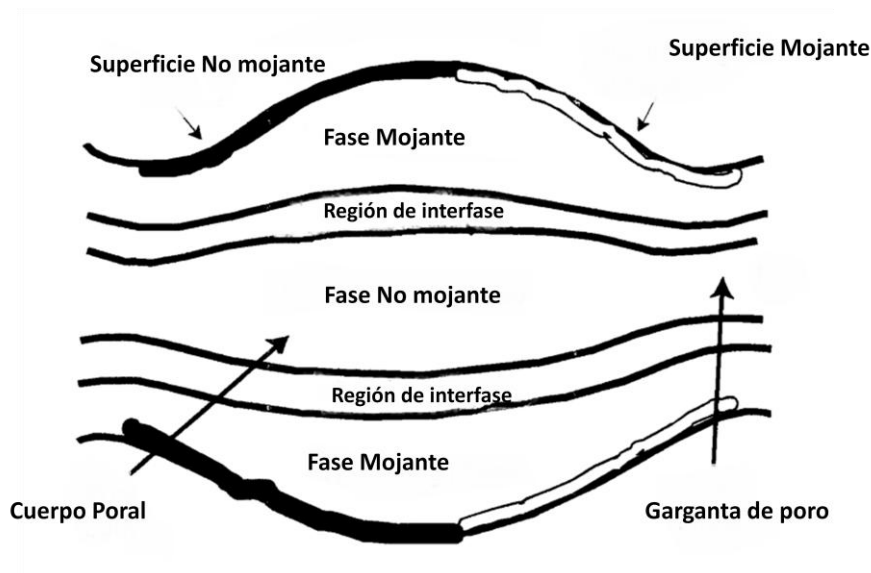


Figura 4.15 Distribución de los fluidos en un poro en condiciones de flujo bifásico.

La mojabilidad que tengan las partículas que se inyectan al medio poroso condiciona la preferencia a permanecer en una de las dos fases ^[38]. En el caso de los microgeles el asunto no es tan claro, estos son sintetizados a partir de polímeros hidrofílicos por lo que se presume que tienden a ser mojados por el agua, sin embargo las partículas de microgel está recubierta por una capa de aceite, por lo tanto es muy probable que sientan afinidad por el flujo de aceite en el medio poroso.

Las partículas tienden a permanecer en la fase que las moja, en el caso de las partículas de mojabilidad intermedia, estas permanecen en la interfase de la fase mojante y no mojante ^[38] ^[66]. Si los microgeles presentan mojabilidad intermedia, entonces es probable que se sitúen en la región de interfase.

La presión alcanzada durante la inyección de microgeles al 1% en condiciones de flujo bifásicos en la figura 4.13, muestra que los valores de presión son menores a los experimentados por el flujo de agua, pero mayores a los experimentados por el flujo

de aceite en el medio poroso, por lo que la suposición de la mojabilidad intermedia parece razonable. Si fluyen en la región de la interfase, no mojarán la roca como lo hace el agua por lo que tendrán mayor facilidad de fluir, que se traduce en menor presión. Tampoco, tendrán la libertad que tiene el aceite para transitar en los poros de la roca, y por ende tendrán una presión mayor, como de hecho ocurre. No se observa reducción de permeabilidad en el medio poroso, por lo que es muy probable que los microgeles en lugar de estar en contacto con la roca, hayan transitado el medio poroso en la región de interfase.

El caudal utilizado en esta prueba fue $0,83 \text{ cm}^3/\text{min}$, el mismo que en condiciones de flujo monofásica alcanzó la mayor reducción de permeabilidad. De hecho, algunos estudios concluyen que la reducción de permeabilidad para un mismo tipo de partículas es menos severa en condiciones de flujo multifásico que monofásico ^[38].

En la prueba de la inyección de microgeles al 0,1% dispersos en agua, el comportamiento de presión de inyección de microgeles que se observa en la figura 4.11 es diferente al analizado anteriormente. La presión de inyección también es menor a la alcanzada durante la inyección de agua y mayor a la experimentada en la inyección de aceite. No obstante, durante su tránsito en el medio poroso alcanza un valor máximo y posteriormente cae. El cambio en las saturaciones del medio durante la inyección de microgeles, muestra un comportamiento del tipo recuperación mejorada. Al ser realizado en un medio poroso de características similares, el mismo caudal de flujo, y condiciones de operación que la prueba previa, el cambio de concentración de la dispersión parece ser la razón.

En los procesos de recuperación mejorada, el objetivo es que las partículas inyectadas permanezcan en la fase acuosa y no se adsorban en la roca, de manera que la viscosidad de la dispersión se mantenga y mejore el frente de barrido. Es difícil hacer suposiciones de lo que ocurre en el medio poroso, sin embargo, parece que la menor concentración de la dispersión altera un poco su mojabilidad, de manera que en lugar

de permanecer en la interfase, estas prefieran permanecer en la fase acuosa. Parece ser razonable, ya que el perfil de inyección se asemeja mucho más al de inyección de agua que al de aceite, e incluso difiere de uno intermedio como el que se observa en la prueba de dispersión en agua al 1% de la figura 4.13. Otro de los motivos es el 10% de aceite que desplaza del medio poroso durante su inyección, lo que parece indicar que los microgeles permanecieron en el agua, mejorando el perfil de barrido.

Relaciones entra la mojabilidad y la concentración de la dispersión parece influir en el comportamiento de recuperación mejorada observado. La mojabilidad de las partículas puede ser alterada por los minerales presentes en la roca, además de los regímenes de flujo existentes en el medio poroso. A escala de campo, en las cercanías del pozo, la presencia de régimen turbulento puede alterar la mojabilidad de las partículas de microgeles y afectar la efectividad del tratamiento inyectado ^[38].

4.4.3 Inyección de microgeles dispersos en aceite en condiciones de flujo bifásico

4.4.3.1 Inyección de microgeles dispersos en aceite al 0,1% m/m.

En la figura 4.16 se observa el comportamiento de presión obtenido para todos los ciclos de la prueba de desplazamiento, y en la tabla 4.4 están los valores de saturaciones y permeabilidades obtenidas para la prueba de desplazamiento.

Una ventaja que presentan los microgeles XIII utilizados es que se pueden dispersar tanto en agua como en aceite. En vista que en las pruebas anteriores no se observó reducción de permeabilidad en el medio poroso, se decidió evaluar el comportamiento de los microgeles dispersos en aceite, utilizando un fluido como post-flujo que permita alterar la mojabilidad de las partículas de microgeles y que estas migren de la fase en que se inyectaron a la fase acuosa. De esta manera se garantiza que las partículas no permanezcan en la región de interfase, y puedan entrar en contacto con la roca. Entre las ventajas de la aplicación de tratamientos de base

orgánica está que se mantienen altas las saturaciones a la fase oleica a fin de mantener las permeabilidades relativas altas respecto al aceite y bajas respecto al agua.

Tabla 4.4 Permeabilidades y saturaciones para la prueba de inyección de microgeles dispersos en aceite al 0,1% para condiciones de flujo bifásicos.

Permeabilidades y saturaciones	Valor
Permeabilidad absoluta (K absoluta, md)	100 md
Saturación de Agua irreducible (Swi)	59,50%
Permeabilidad efectiva al aceite (Keff aceite, md)	75 md
Saturación de agua @ Sor	72,50 %
Permeabilidad efectiva al agua (Keff agua, md)	4 md
Saturación de agua después de iny. Microgel	53%
Saturación de agua post-alcohol	66,50%
Saturación de Agua irreducible post-microgel (Swi)	70,50%
Permeabilidad efectiva al aceite post-microgel (Keff aceite, md)	70 md
Saturación de agua @ Sor	80%
Permeabilidad efectiva al agua (Keff agua, md)	2,5 md

El primer ciclo en la figura 4.16 corresponde a la inyección de agua para determinar la permeabilidad absoluta, se observa un comportamiento estable de presión cercano a los 110 kPa, obteniéndose una permeabilidad de 100 md. El segundo ciclo corresponde a la inyección de aceite, la presión de inyección alcanza un punto máximo al principio y posteriormente cae hasta alcanzar estado estacionario. La saturación de agua irreducible obtenida es de 59,50%, es decir más de la mitad del volumen de la roca se encuentra saturado con agua. Este comportamiento indica que el medio poroso es fuertemente mojado al agua, lo que limita la capacidad de fluir de la fase mojante, no así la del aceite que tiene una permeabilidad efectiva de 75 md.

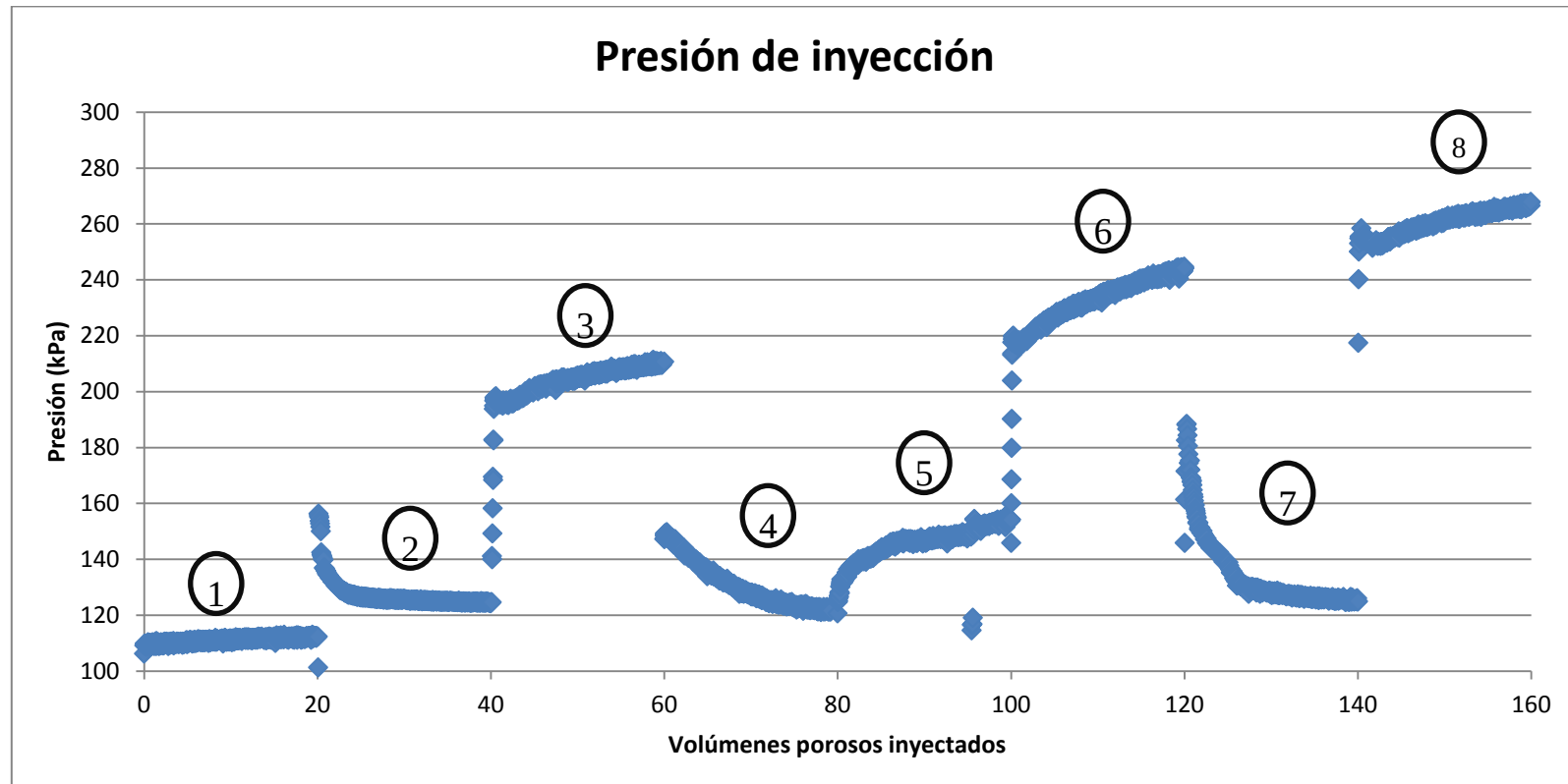


Figura 4.16 Presión de inyección para la prueba de microgeles dispersos en aceite al 0,1% en condiciones de flujo bifásico

1: Inyección de agua 2: Inyección de aceite para alcanzar S_{wi} 3: Inyección de agua para alcanzar S_{or} 4: Inyección de microgeles dispersos en aceite 5: Inyección de alcohol como post-flujo 6: Inyección de agua para desorción 7: Inyección de aceite post-microgel 8: Inyección de agua post-microgel

El tercer ciclo representa la inyección de agua para alcanzar la saturación de aceite residual. La presión no estabiliza, mostrando un comportamiento de presión ascendente. La saturación de agua a la condición de aceite residual es de 72,50%, aun cuando el comportamiento de presión no estabiliza, en el efluente recogido no se observó mayor volumen de aceite que el desplazado en los primeros 5 volúmenes porosos. La permeabilidad efectiva al agua es de 4,5 md, valor lógico considerando la preferencia de la roca a ser mojada por este fluido.

La etapa cuatro corresponde a la inyección de la dispersión de microgeles al 0,1%, pero en lugar de inyectarlos en una dispersión con fase continua agua se inyectaron dispersos en aceite. El comportamiento de presión observado es muy parecido al de la inyección de aceite, salvo que en este caso para alcanzar estado estacionario se requiere inyectar más volúmenes porosos. Al momento de alcanzar estacionario la presión corresponde a 120 kPa, aproximadamente los valores de presión de inyección alcanzados durante la inyección de aceite para alcanzar saturación de agua irreducible (S_{wi}), la inyección de microgeles dispersos en aceite desplazó 19,50% de agua del núcleo. Vale resaltar que se obtuvo una saturación de agua menor a la saturación de agua irreducible (S_{wi}), lo cual indica la presencia de los microgeles ayudan a desplazar un volumen adicional de agua del medio que el desplazado por el aceite inyectado en la etapa 2.

El quinto ciclo es la inyección de alcohol 2-propanol, la razón de inyectarlo se debe a que los microgeles están en la fase oleosa presente en la roca, para que los microgeles puedan estar en contacto con la superficie de la roca, es necesario que aumente su afinidad con la fase mojante. Para ello, el 2-propanol actúa como solvente para que las partículas puedan abandonar la fase oleosa y adherirse o entramparse con la superficie de la roca que se encuentra humectada por el agua. La inyección de alcohol altera la saturación de agua en la roca, en este caso desplaza el aceite, la saturación de agua obtenida de 66,50%. El comportamiento de presión en la inyección de alcohol es

ascendente, sin embargo el rango de las presiones es menor a las alcanzadas durante la inyección de agua para alcanzar saturación de aceite residual.

La inyección de agua para desorción es la etapa número seis, se observa que el comportamiento de presión es ascendente, e incluso es mayor que la presión alcanzada durante la inyección de agua para lograr saturación de aceite residual (S_{or}) en esta etapa no se observó volumen de aceite en el efluente lo cual es prueba de que el aumento de presión es producto de un bloqueo en el medio poroso que previamente no existía, posiblemente la acción de los microgeles en las gargantas porales.

La inyección de aceite post-microgel es el séptimo ciclo, se observa que el comportamiento de la presión es similar al de la inyección de aceite antes de la colocación del microgel, alcanzando valores de presiones parecidos, con una permeabilidad efectiva al aceite de 70 md. En la figura 4.17 se observa los puntos finales de las saturaciones antes y después de microgel, el valor de saturación de agua irreducible antes de microgel es 59,50% y después de la inyección de microgel es 70,50 %.

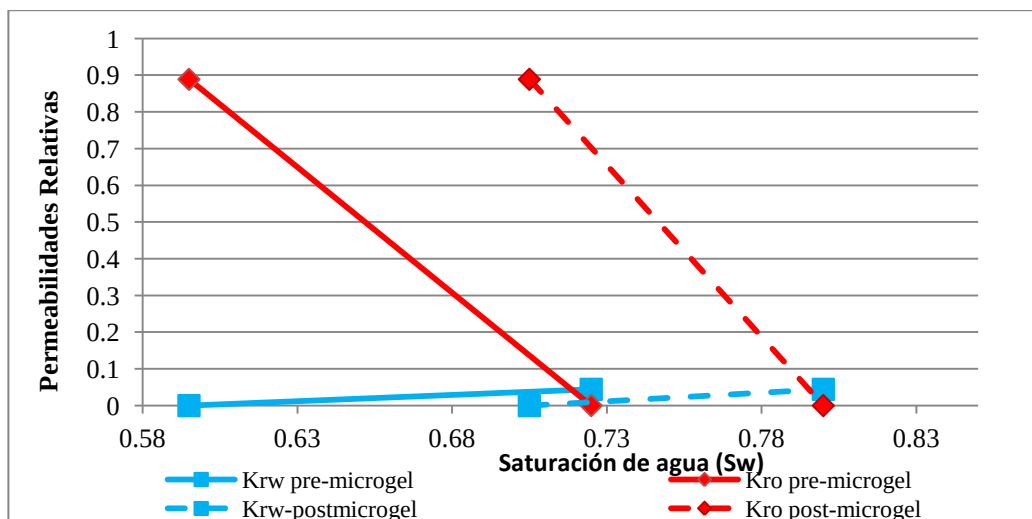


Figura 4.17 Puntos finales de la curva de permeabilidad relativa para la inyección de microgeles dispersos en aceite al 0,1%.

El aumento puede explicarse a partir de una mayor retención de agua en el medio poroso producto de la presencia de microgeles en los canales porales. Resulta complicado deducir únicamente a partir de los cambios de saturaciones que los microgeles retienen el flujo de agua, pero al no observarse cambios en la presión de inyección del aceite cuando se compara con la inyección del mismo fluido antes de la colocación del tratamiento, queda patente que el flujo del aceite no se ve afectado por la presencia de microgeles en el medio poroso. Aunque el factor de resistencia al aceite es medido a dos saturaciones diferentes, es posible aproximarlos a 1, no existe alteración alguna de la permeabilidad efectiva.

La etapa número 8 representa la inyección de agua post-microgel, la presión aumenta sin tendencia a alcanzar estado estable, el valor de la saturación de agua a la condición de aceite residual alcanza 80%, si se compara con la saturación de agua a la condición residual de aceite antes de microgel que dio 72,50%, se observa nuevamente que el medio poroso retiene mayor volumen de agua posterior a la colocación del microgel.

Lo interesante en esta prueba es que a pesar de un aumento en la saturación de agua a la condición de aceite residual, la permeabilidad efectiva al agua disminuyó, es importante aclarar que a medida que aumenta la saturación de agua en el medio poroso la permeabilidad efectiva al agua debería aumentar o en su defecto permanecer igual, ya que al ser la fase mojante tiene preferencia a estar en contacto con la roca. Basado en lo anterior, la explicación parece estar vinculada a la presencia de microgeles en la superficie de la roca que impiden el flujo del agua. La inyección del 2-isopropanol parece haber influido en este comportamiento, al alterar la mojabilidad de los microgeles, este punto se discute más adelante. Aun cuando la reducción de permeabilidad efectiva al agua es una proporción muy baja, un FRR al agua de 1,6, la acción de los microgeles como modificador de permeabilidad relativa existe y además es selectiva ya que no ocasionó ninguna restricción al flujo de aceite en el medio poroso.

La inyección de solventes mutuales en el medio poroso ha sido estudiada anteriormente para procesos de recuperación mejorada. Comúnmente los solventes utilizados corresponden a alcoholes, aunque también es común usar aldehídos, cetonas y ácidos. En el medio poroso los solventes mutuales actúan como un pistón miscible tanto con el agua como con el aceite ^[67], de esta manera entran en contacto con los microgeles dispersos en el aceite. En este caso el 2-propanol reduce la tensión interfacial entre la fase continua que es el aceite y las partículas dispersas que son los microgeles, alterando así la mojabilidad de los microgeles. Es probable que el cambio de mojabilidad de los microgeles producto del contacto con el solvente mutal, sea lo que haga que estos migren hacia donde se encuentra el agua y posteriormente entran en contacto con la superficie de roca.

De manera análoga es probable que para los casos de dispersiones de microgeles inyectadas en agua, la capa de aceite que recubre la partícula impida que el microgel entre completamente en contacto con el flujo de agua y por tal razón se aloja en la región de interfase. El comportamiento de presión obtenido durante la inyección de la dispersión de microgeles en agua, parece indicar que estos fluyen en una región de interfase como se observa en la figura 4.15. Por tal motivo se debe plantear realizar pruebas que involucren la inyección de alcohol posterior a la colocación de una dispersión de microgeles en agua en el medio poroso.

4.5 EFECTOS DE LA REDUCCIÓN DE TENSIÓN INTERFACIAL ENTRE MICROGEL Y ACEITE

Los fenómenos observados durante la inyección de la dispersión de microgeles en agua, requieren del entendimiento de las relaciones entre los fluidos involucrados en el medio poroso, la tensión entre el aceite y el agua y el aceite y el microgel son necesarias para comprender los cambios en las presiones y en las saturaciones a lo largo de las pruebas de desplazamientos. En primer lugar se realizó un análisis cualitativo para observar la tensión interfacial, utilizando el método de las pruebas de

botellas. Como se observa en las figura 4.18 la magnitud de la curvatura existente en la interfase es indicativo de la tensión interfacial entre los fluidos, en el caso de microgel/aceite en la figura 4.19 dicha curvatura no se observa, esta prueba cualitativa representó el sustento para analizar la tensión interfacial entre las fases con métodos cuantitativos.

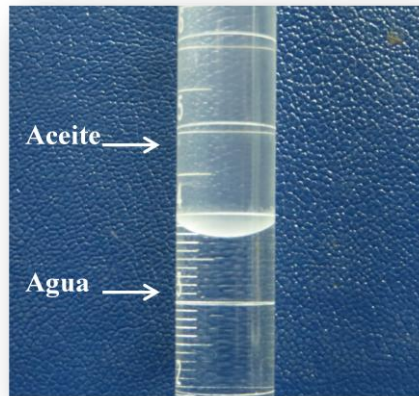


Figura 4.18 Interfase entre agua y aceite

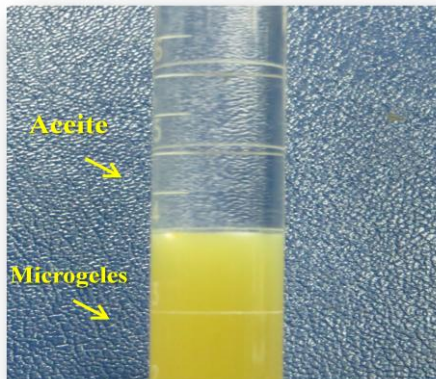


Figura 4.19 Interfase entre microgel y aceite

Para la determinación de la tensión se aplicó método de la gota giratoria, explicado en la metodología ^[56]. En la figura 4.20 se observa las medidas de tensión interfacial

obtenidas, en el caso de la tensión interfacial medida entre el agua y aceite el valor es aproximadamente igual a 1,05 mN/m, en tanto la tensión interfacial medida entre el microgel y el aceite es aproximadamente igual a 0,45 mN/m.

Efectivamente la presencia de microgel en la roca, reduce la tensión interfacial entre dicha fase y el aceite, y permite desplazar aceite de la roca durante el proceso de inyección del tratamiento. El microgel cuenta en su composición con un porcentaje de surfactante, al parecer estas cantidades parecen estar reduciendo la tensión en la interfase y hacen que el microgel se comporte como un agente de recuperación mejorada en el medio poroso

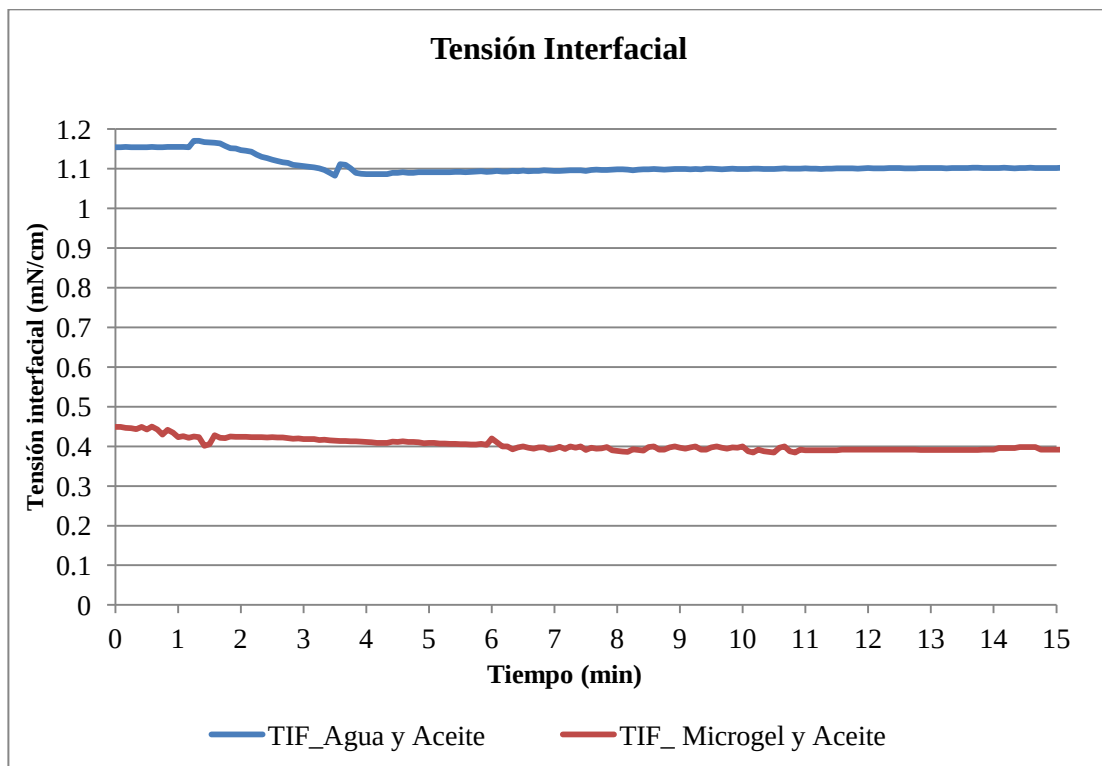


Figura 4.20 Tensión interfacial agua/aceite y microgel/aceite.

4.6 COMPARACIÓN ENTRE DIÁMETROS DE GARGANTA DE PORO Y DIÁMETRO DE MICROGELES

La figura 4.21 presenta la distribución correspondiente al diámetro de partícula de microgeles de una dispersión en agua. Se observa una distribución bimodal, los principales parámetros estadísticos se presentan en la tabla 4.5. Hay que destacar que para distribuciones bimodales asimétricas el valor de la mediana es más representativo que el de la media aritmética.

Tabla 4.5 Parámetros estadísticos de la distribución de diámetro de microgeles

Media aritmética ($\bar{x}$)	3,053 micras
Mediana	0,83 micras
Desviación estándar (σ)	4,544
P₁₀	0,079
P₉₀	5,773

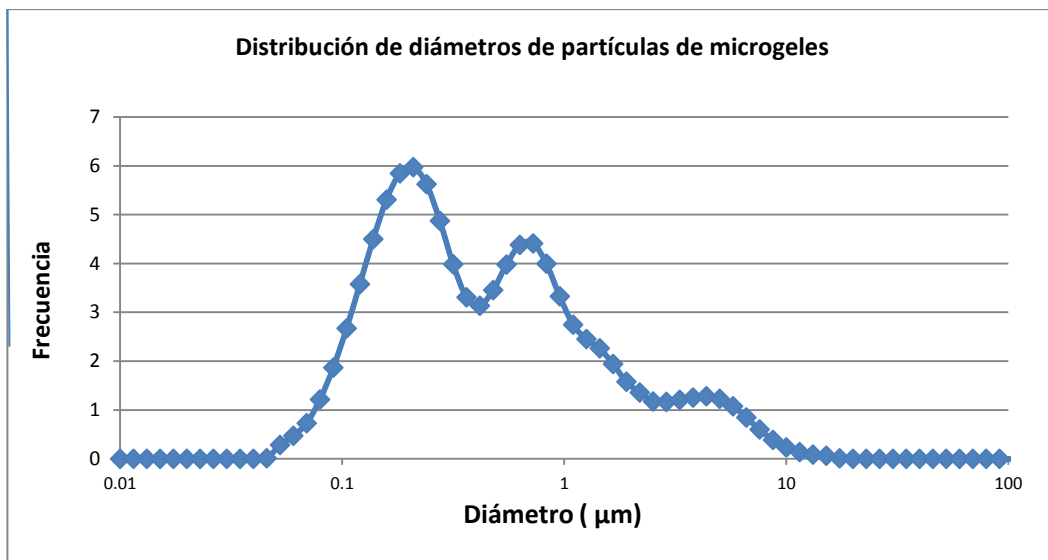


Figura 4.21 Distribución de diámetros de partículas de microgeles.

En la figura 4.22 se muestra la distribución de tamaño de poro, se observa una distribución bimodal. Los medios porosos se caracterizan por presentar distribuciones de tamaño de poro bimodales, uno de los picos representa el diámetro de los cuerpos porales, que son los espacios más anchos, y el otro pico representa el diámetro de las gargantas porales, que son los más angostos ^[38]. En la tabla 4.6 se presentan los parámetros estadísticos para la distribución de tamaño de poro.

Tabla 4.6 Parámetros estadísticos de la distribución de diámetro de poro

Media aritmética ($\bar{x}$)	15,07 micras
Mediana	0,284 micras
Desviación estándar (σ)	57,73
P₁₀	0,0045
P₉₀	24,16

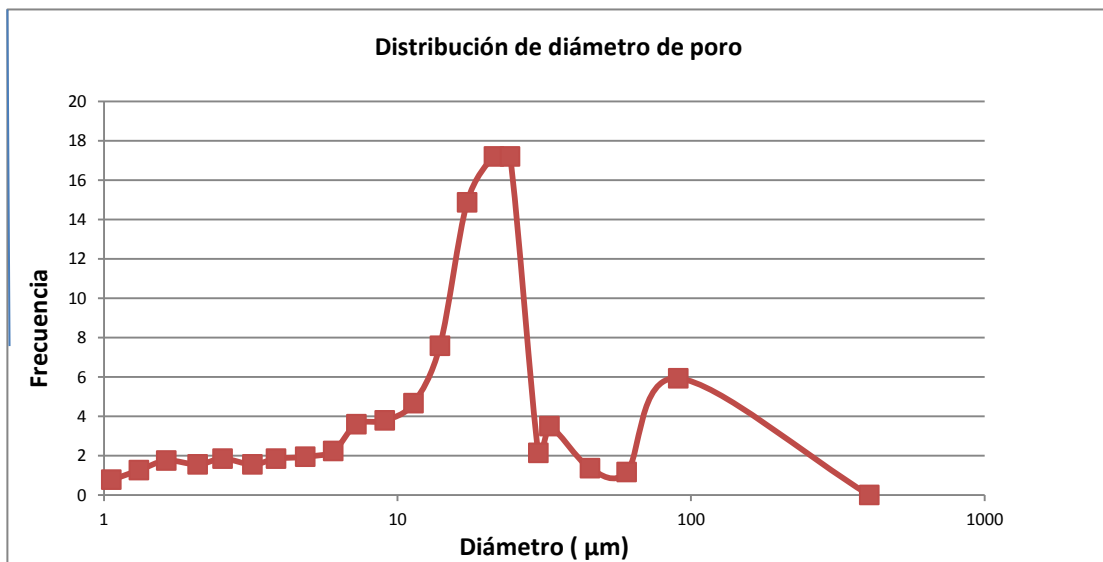


Figura 4.22 Distribución de tamaño de poro

En la figura 4.23, se observa las distribuciones de poro presentadas en la figura 4.22 y la distribución de diámetros de partículas de microgeles presentadas en la figura 4.21.

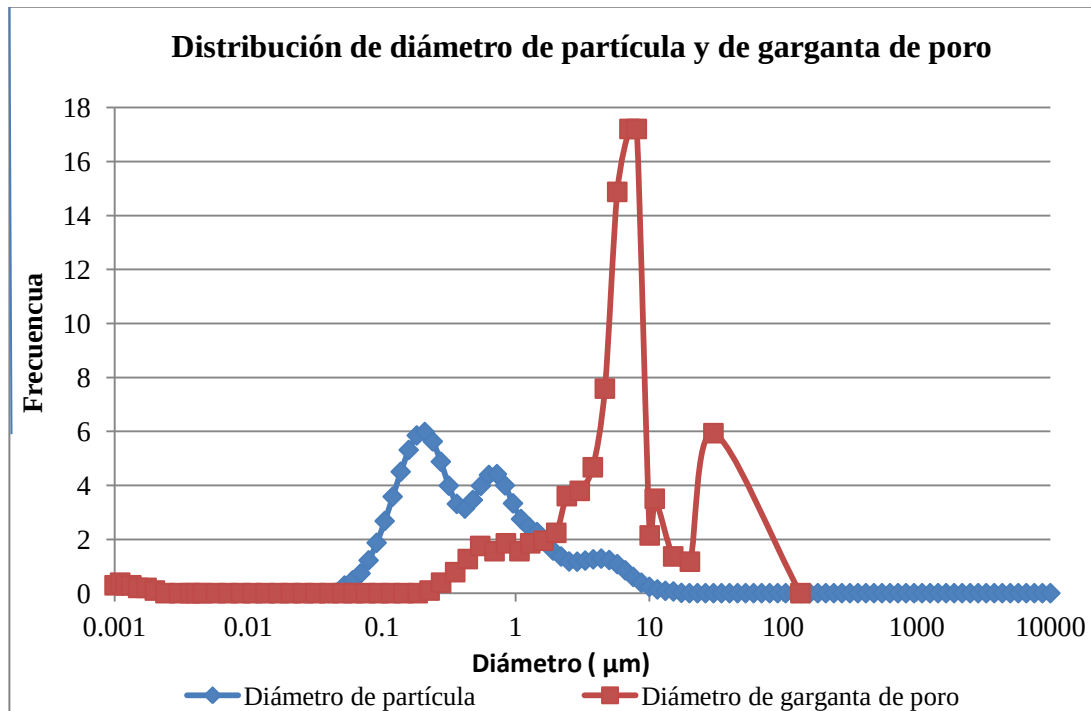


Figura 4.23 Distribución de 1/3 de diámetro de poro y distribución de diámetro de microgel

Para estimar el porcentaje de microgeles que han de entramparse en el medio poroso, se grafica la distribución de 1/3 de los diámetros de poro para compararlas con el diámetro de microgeles, ya que el entrampamiento físico ocurre cuando el diámetro de la partícula es al menos 1/3 del diámetro de la garganta de poro ^[45], además se hacen las siguientes consideraciones:

- El (los) microgel(es) con un diámetro menor a el menor tercio de diámetro de él (los) poro(s) no se retiene(n).
- El (los) poro(s) con un tercio de diámetro mayor que él (los) microgel(es) de mayor tamaño, nunca se bloquea(n).

Las consideraciones anteriores no toman en cuenta, la probabilidad de taponamiento si los microgeles de menor diámetro intentan fluir de manera conjunta a través de una garganta de poro. Tampoco considera, la elasticidad de las partículas de microgel, ya que a partir de las distribuciones de diámetro de poro y de partícula es difícil analizar dicho fenómeno. No obstante, se considera que la cantidad máxima de microgeles que puedan entraparse, se puede obtener a partir del porcentaje de los microgeles con diámetros iguales o mayores a $1/3$ del diámetro de poro. El porcentaje máximo de microgeles que puede ser retenido o entrapado en los caminos porosos es del 80% (ver tabla en el apéndice B.1). El 20% restante corresponde a los microgeles con diámetro menor al $1/3$ de los poros más pequeños.

El porcentaje máximo de volumen poroso que puede reducirse por el entrapamiento de microgeles corresponde al 30% (ver tabla en el apéndice B.2). Para determinar la adsorción máxima que ocurre en el medio poroso se considera el escenario del porcentaje máximo de microgeles que pueden retenerse, en lugar del escenario del porcentaje de volumen poroso que se ve afectado, ya que el primero condiciona el segundo. El entrapamiento de los microgeles en el medio poroso puede ser asumido como adsorción de los mismos en el medio poroso. El valor de adsorción máxima requerido por el simulador se obtuvo a partir de multiplicar la masa de microgel inyectada en cada una de las pruebas por el porcentaje que se entrapa en medio poroso. La adsorción máxima se debe introducir en unidades de masa por volumen poroso. La tabla 4.7 presenta los valores de masa inyectada, volumen poroso y adsorción máxima para los modelos de simulación construidos.

Tabla 4.7 Parámetros para obtener la adsorción máxima

Parámetros	Modelo 1	Modelo 2
Masa de microgel inyectada (gr)	3,6	3,6
Volumen poroso (cm ³)	18	16
Adsorción máxima (gr/ cm ³ de volumen poroso)	0,16	0,18

4.7 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTOS EN CONDICIONES DE FLUJO MONOFÁSICO

La simulación numérica se llevó a cabo con los datos de las pruebas de desplazamientos realizadas en condiciones de flujo monofásico, específicamente con la de $2 \text{ cm}^3/\text{min}$ y $4 \text{ cm}^3/\text{min}$. La simulación numérica de la prueba de desplazamiento a condiciones monofásica a $0,83 \text{ cm}^3/\text{min}$, no pudo ser realizada, ya que el fenómeno de taponamiento en el medio poroso observado en el experimento requiere la introducción de un factor de daño en el modelo de simulación.

4.7.1 Validación del modelo de simulación para la prueba de desplazamiento de $4 \text{ cm}^3/\text{min}$.

Para la validación del modelo de simulación construido para la prueba de $4 \text{ cm}^3/\text{min}$, se establecen tres etapas de análisis: antes de la inyección del tratamiento, durante la inyección de microgel, y después de la inyección de la dispersión de microgeles. El modelo de simulación construido, reproduce los tres ciclos de inyección antes nombrados.

4.7.1.1 Inyección de agua antes de inyección de microgeles

La primera etapa que corresponde a la inyección de agua para determinar permeabilidad absoluta se presenta en la figura 4.24. Para validar el primer ciclo, el suministro correcto de las propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, área del elemento, longitud), las propiedades de los fluidos (viscosidad, densidad,) y condiciones de presión y temperatura son suficientes para representar cabalmente dicho proceso. Vale acotar, que durante la inyección de agua en el experimento, la presión de inyección no tuvo una tendencia estable hasta los últimos minutos, por lo tanto el valor de permeabilidad que se introduce en la interfaz del simulador es el obtenido para el punto final de presión, por ello la simulación coteja en los puntos finales del experimento y no en los primeros. El tiempo de la inyección abarca desde

el minuto 0 hasta el minuto 90, en dicho lapso se inyectan los 20 volúmenes porosos a $4 \text{ cm}^3/\text{min}$. Es necesario aclarar que el simulador calcula la permeabilidad utilizando la ecuación de Darcy, por lo tanto no toma en cuenta, reducción de permeabilidad por migración de finos de arcillas, ni efectos electrocinéticos entre la roca y el fluido inyectado.

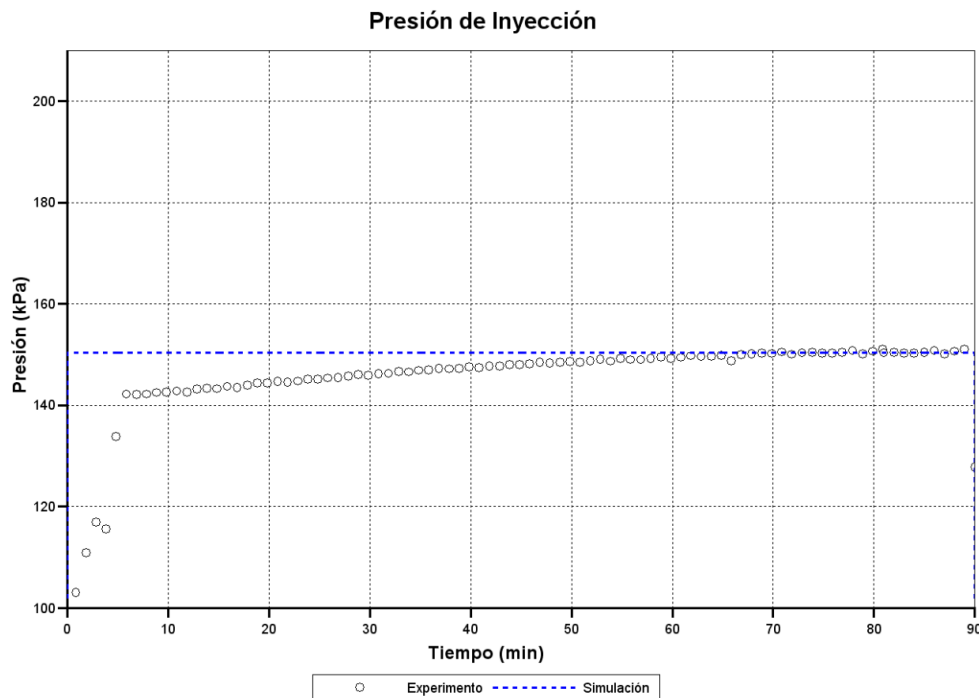


Figura 4.24 Presión de inyección de agua antes de microgel, en el Modelo 1.

4.7.1.2 Inyección de dispersión de microgeles

La etapa de la inyección de la dispersión de microgeles resulta un poco más complicada que el ciclo de inyección anterior, ya que involucra la realización de análisis de sensibilidad dada la incertidumbre existente con el parámetro de adsorción máxima, obtenido anteriormente con las distribuciones de diámetros de poros y diámetros de microgeles.

El valor de adsorción máxima determinado por sí solo no es suficiente para cotejar la presión alcanzada al final del proceso de inyección, para tal fin se utilizó la ecuación de Carman-Kozeny que relaciona el cambio de porosidad experimentado en el medio poroso con el cambio de permeabilidad obtenido al finalizar la inyección. Se considerará el entrapamiento de los microgeles en medio poroso como una reducción de la porosidad. El exponente de Carman-Kozeny de dicha ecuación se utilizó como el parámetro de ajuste para cotejar los valores de la simulación con los del experimento. La ecuación de Carman-Kozeny que utiliza el simulador se presenta a continuación:

$$K_{absMod}(\phi) = K_{orig} \left(\frac{\phi_{Mod}}{\phi_{Orig}} \right)^{CK_{exp.}} \left(\frac{1 - \phi_{orig}}{1 - \phi_{Mod}} \right)^2 \quad (4.1)$$

Para un valor de adsorción máxima dada, existe un único exponente de Carman-Kozeny que reproduce una reducción de permeabilidad específica experimentada en un medio poroso. El exponente CK se encuentra limitado entre 0 y 10 para los casos en los cuales la reducción de permeabilidad cumple con una función lineal cuando se grafica la relación entre Razón de porosidad ($\phi_{mod}/\phi_{original}$) vs Razón de permeabilidad ($k_{mod}/k_{original}$) ^[58]. En la figura 4.25, se observa la relación del cambio de permeabilidad con el cambio de porosidad para el escenario de adsorción máxima posible. En la tabla 4.8 se presenta el valor de adsorción máxima determinado anteriormente con las distribuciones de diámetro de microgel y diámetro de poro, y el exponente de Carman-Kozeny que reproduce los datos experimentales.

Tabla 4.8 Adsorción máxima y exponente de Carman-Kozeny para el modelo 1

Parámetro	Valor
Adsorción máxima (gr/cm ³ de VP)	0,16
Exponente de Carman Kozeny	2

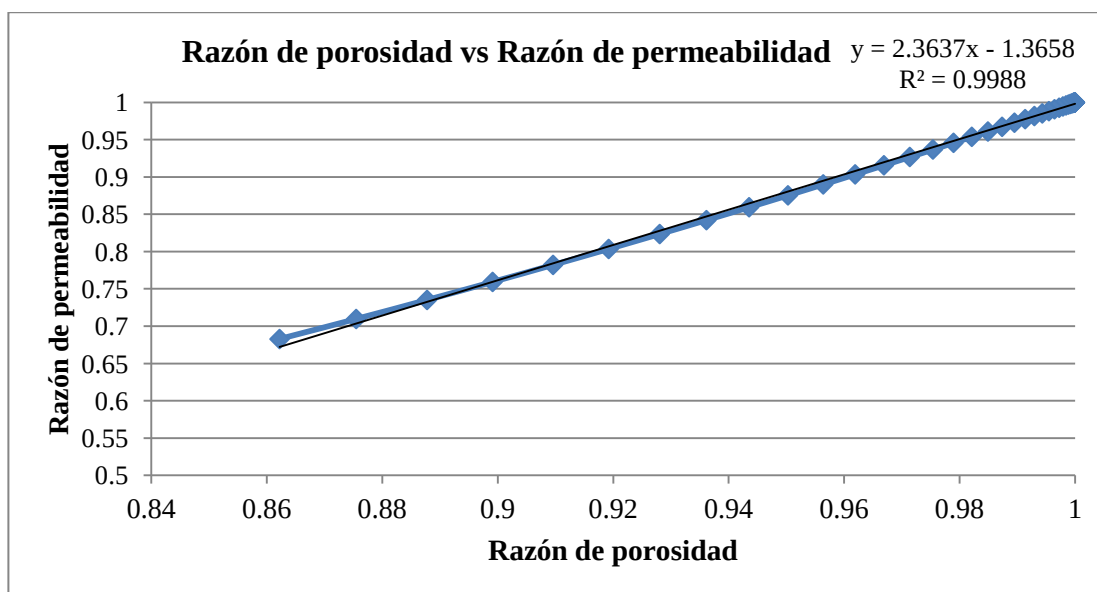


Figura 4.25 Razón de porosidad vs Razón de permeabilidad

Isotermas de adsorción

Considerando el mismo punto de adsorción máxima y exponente de Carman-Kozeny, se procedió a construir las isotermas de adsorción utilizando las ecuaciones propuestas en la literatura: Langmuir, Henry, Freundlich, y BET, las constantes de dichas ecuaciones se ajustaron para que el valor de la adsorción a la máxima concentración de la dispersión sea igual al valor de la adsorción máxima posible considerada previamente (ver apéndice B.3). La figura 4.26 muestra el comportamiento de presión para las diferentes isotermas construidas.

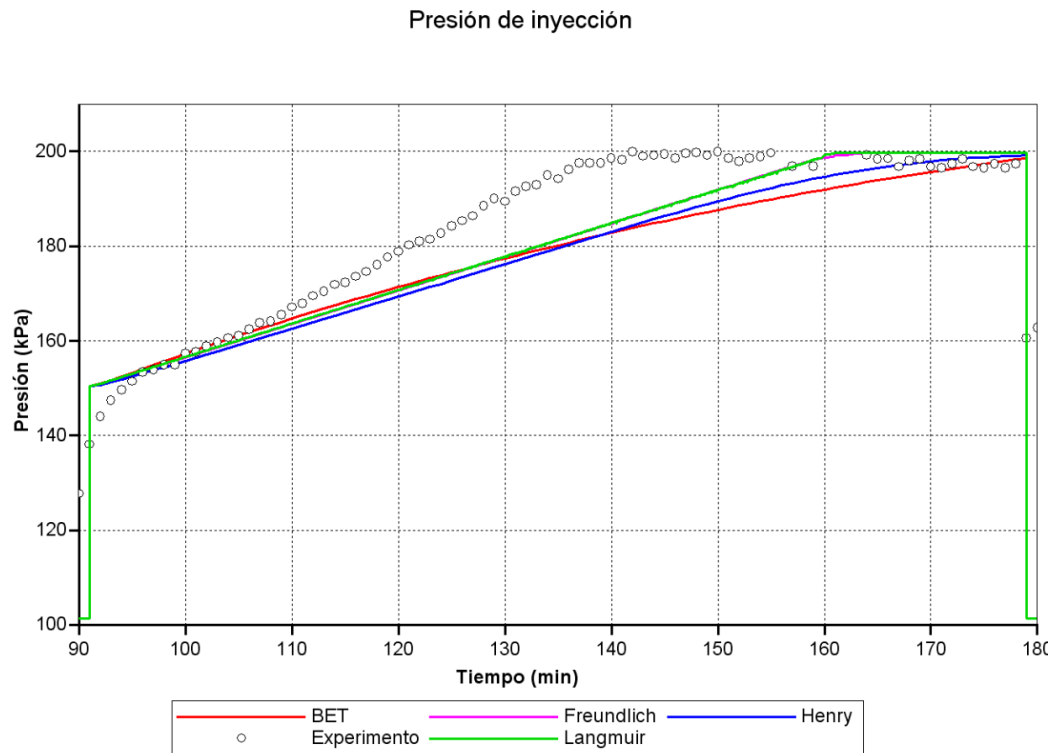


Figura. 4.26 Presión de inyección para las diferentes isothermas al valor de adsorción máxima

La desviación de los valores de presión de cada una de las isothermas construidas en relación a los datos del experimento se presenta en la tabla 4.9. La isoterma de Langmuir, es la que arroja la menor desviación, seguida muy de cerca por la de Freundlich. La isoterma de Langmuir ha sido reportada como la isoterma ideal para representar procesos de inyección de polímero en medio poroso ^[7].

Tabla 4.9 Factor de Desviación para las isothermas construidas

Isoterma	χ^2 (Factor de desviación)
Langmuir	400908,802
Freundlich	405309,086
Henry	530364,544
BET	463976,984

Análisis de sensibilidad de la adsorción máxima

Considerando la isoterma de Langmuir, se procedió a realizar un análisis de sensibilidad para el valor de adsorción máxima inicial. Para ello se construyeron escenarios con valores de adsorción máxima menores a la determinada inicialmente y se calcularon los respectivos exponentes de Carman-Kozeny.

Tabla 4.10 Escenarios de adsorción y exponente de Carman-Kozeny

Escenario	Exponente CK
0,90 Adsorción máxima	2,5
0,70 Adsorción máxima	3
0,50 Adsorción máxima	5
0,30 Adsorción máxima	19
0.10 Adsorción máxima	28

A partir de los valores inferiores a 0,50 de la adsorción máxima, los exponentes de Carman-Kozeny fueron mayores a 10. Por lo tanto fue necesario el uso del keyword denominado *PERMTABLOG.

Difícilmente la adsorción que se lleve a cabo en el medio poroso corresponda al 100% de la masa de microgel inyectada, por ello se establecieron escenarios de adsorción máxima para estudiar cuál de ellos presenta la menor desviación en relación a los datos experimentales. Como se observa en la tabla 4.10, a medida que disminuye el valor de adsorción máxima es necesario incrementar el valor del exponente de Carman-Kozeny, para obtener la misma reducción de permeabilidad, o lo que es igual obtener el mismo punto final de presión al finalizar la inyección

En la figura 4.27 se observa el comportamiento de la presión de inyección de la dispersión de microgeles para tres escenarios de adsorción menores al máximo. Se puede intuir que el escenario que se adapta mejor a los datos experimentales se

encuentra entre 0,50 Adsorción máxima y 0,90 Adsorción máxima. En la tabla 4.11 se presentan los valores del factor de desviación para los escenarios de adsorción contruidos.

Tabla 4.11 Valores del factor de desviación para los diferentes escenarios de adsorción

Escenario de adsorción	χ^2 (Factor de desviación)
1,0 Adsorción máxima	3471,214
0,90 Adsorción máxima	4689,494
0,70 Adsorción máxima	1357,765
0,50 Adsorción máxima	7076,151
0,30 Adsorción máxima	33865,997
0,10 Adsorción máxima	79814,034

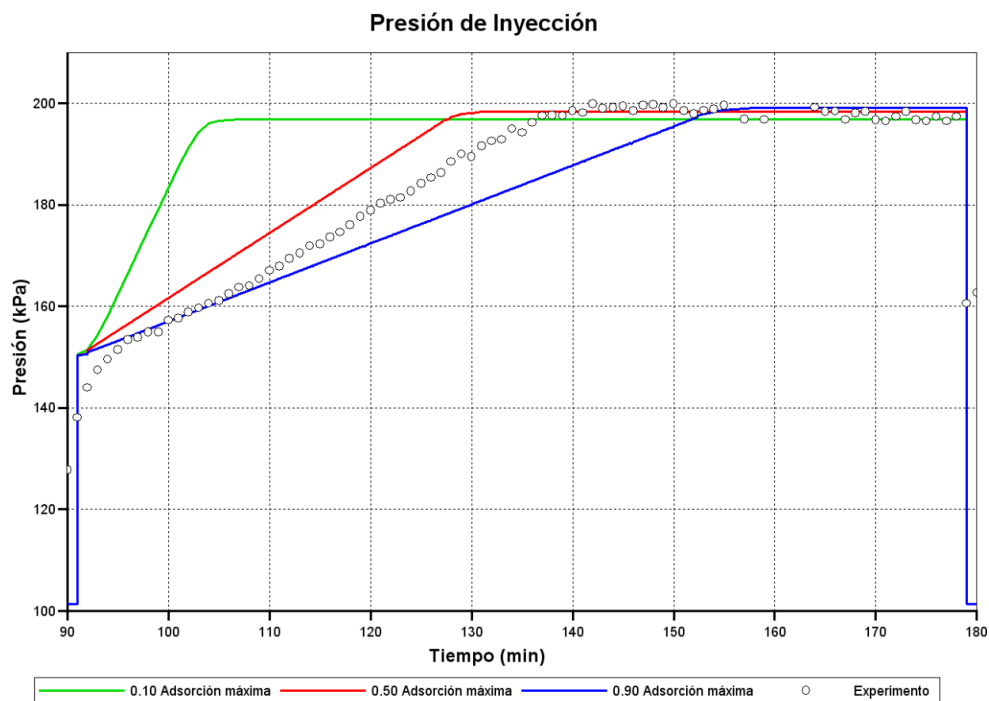


Figura 4.27 Presión de inyección de microgeles para los diversos escenarios de adsorción máxima

La figura 4.28, muestra el factor de desviación en función de los diferentes escenarios de adsorción máxima, gráficamente se observa que el escenario que presenta la menor desviación corresponde a 0,70 Adsorción máxima.

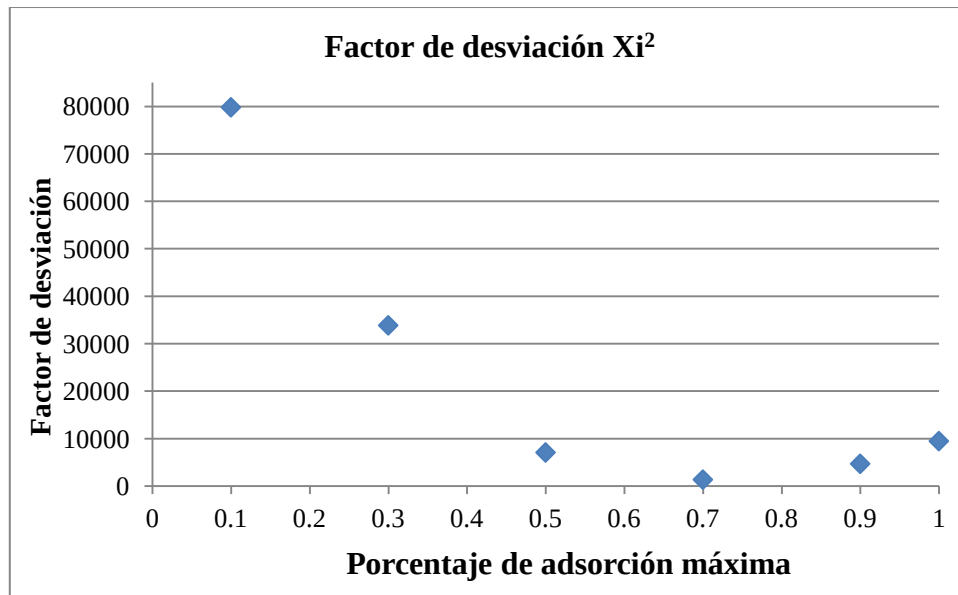


Figura 4.28 Factor de desviación para los diferentes escenarios de adsorción

La figura, muestra el factor de desviación en función de los diferentes escenarios de adsorción máxima, gráficamente se observa que el escenario que presenta la menor desviación se encuentra entre 0,90 y 0,50 de la adsorción máxima.

4.7.1.3 Inyección de agua posterior al microgel

Una vez obtenido el tipo de isoterma, el valor de adsorción máxima y el exponente de Carman-Kozeny, se procedió a la simulación de la última etapa de la prueba. Este ciclo representa la inyección de agua posterior a la colocación del microgel en el medio poroso, en la interfaz del simulador solo hay una variable que es posible manipular para representar este fenómeno, la cual es la adsorción residual (ADRT), para este caso se consideró una adsorción residual igual a la adsorción máxima, en otras palabras definir que la adsorción fue irreversible. Con esto el comportamiento

de presión de la inyección del agua del modelo fue bastante cercano al de los datos experimentales. En la figura 4.29 se puede apreciar dicho comportamiento, la diferencia entre el valor experimental y el simulado esta en el rango de 5-10 kPa.

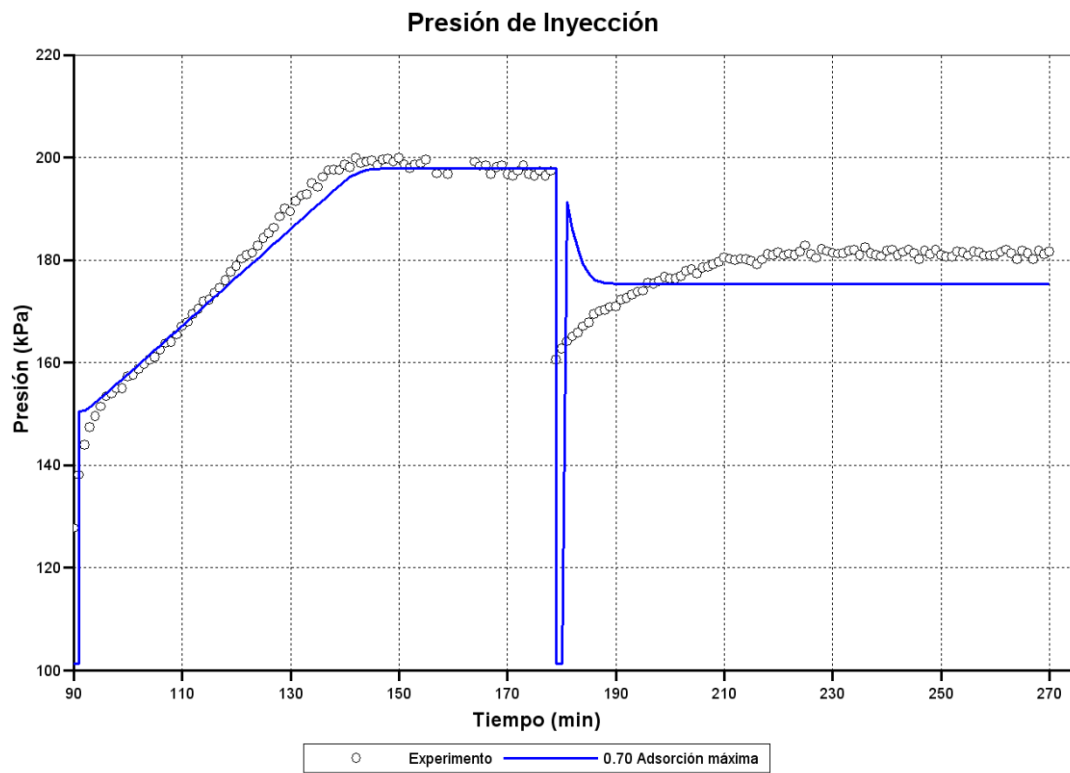


Figura 4.29 Presión de inyección de agua posterior a la colocación de microgel

La tabla 4.12 presenta los parámetros del escenario para la simulación del modelo 1D que mejor representó la prueba de desplazamiento de 4 cm³/min. En la figura 4.30, se observa el comportamiento de presión de dicho escenario para todas las etapas de la prueba.

Tabla 4.12 Parámetros de adsorción del escenario óptimo para el modelo 1.

Adsorción Máxima (gr/cm ³ VP de roca)	0,1088
Adsorción residual (gr/cm ³ VP de roca)	0,1088
Exponente CK	3
Tipo de isoterma	Langmuir

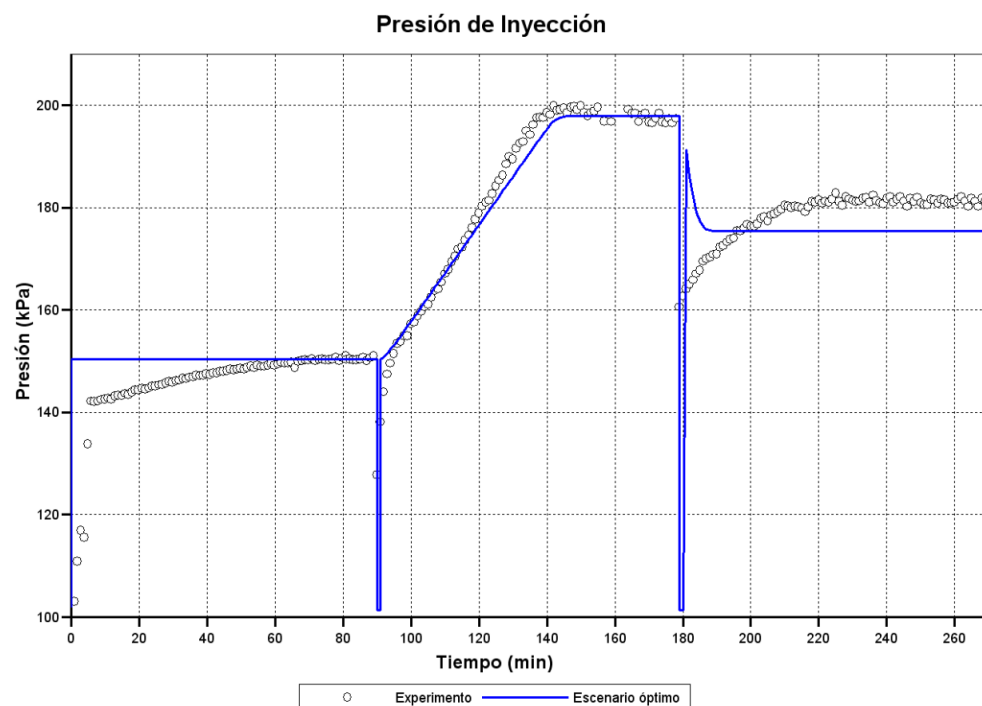


Figura 4.30 Presión de inyección para el escenario óptimo del modelo 1

4.7.1.4 Reducción de permeabilidad en el modelo

En la figura 4.31, se puede observar el modelo 1D antes de la colocación de los microgeles, la permeabilidad es igual en todas las celdas del modelo, 33 md. En la figura 4.32 se observa la reducción de permeabilidad en el modelo durante la inyección de microgeles, las celdas que están más cerca del pozo inyector son las primeras en ver alterada su permeabilidad.

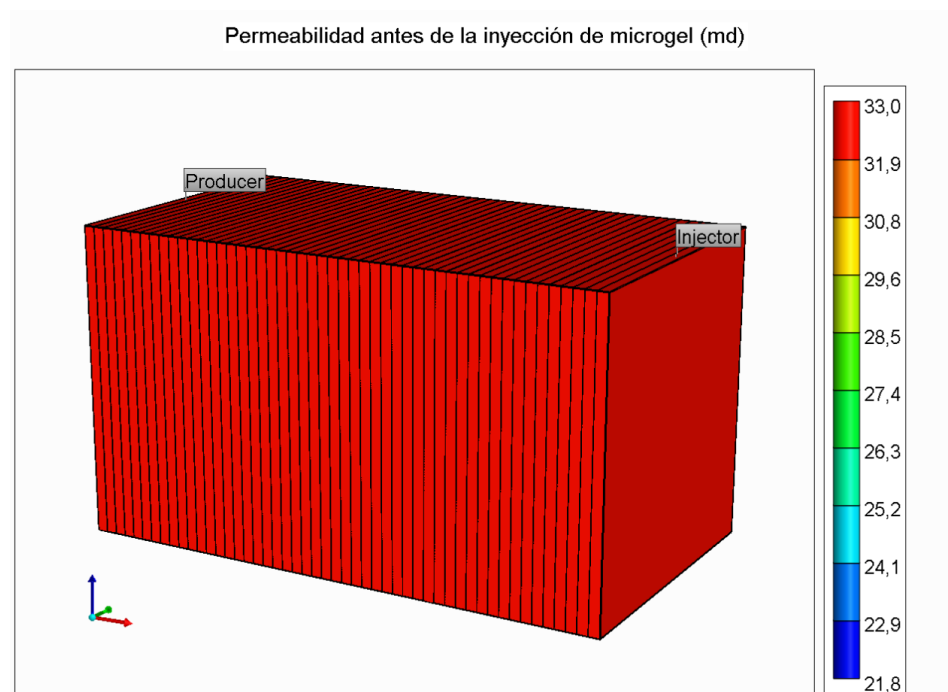


Figura 4.31 Permeabilidad del modelo antes de la inyección de microgeles

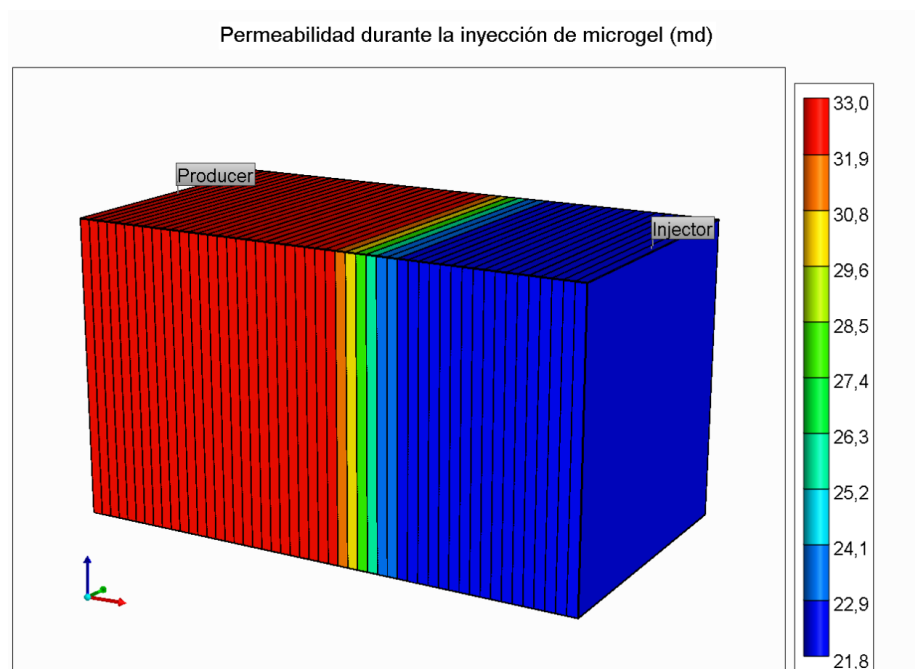


Figura 4.32 Permeabilidad del modelo durante la inyección de microgeles

En la figura 4.33 se observa la permeabilidad del modelo una vez finalizo el ciclo de inyección de agua post-microgel.

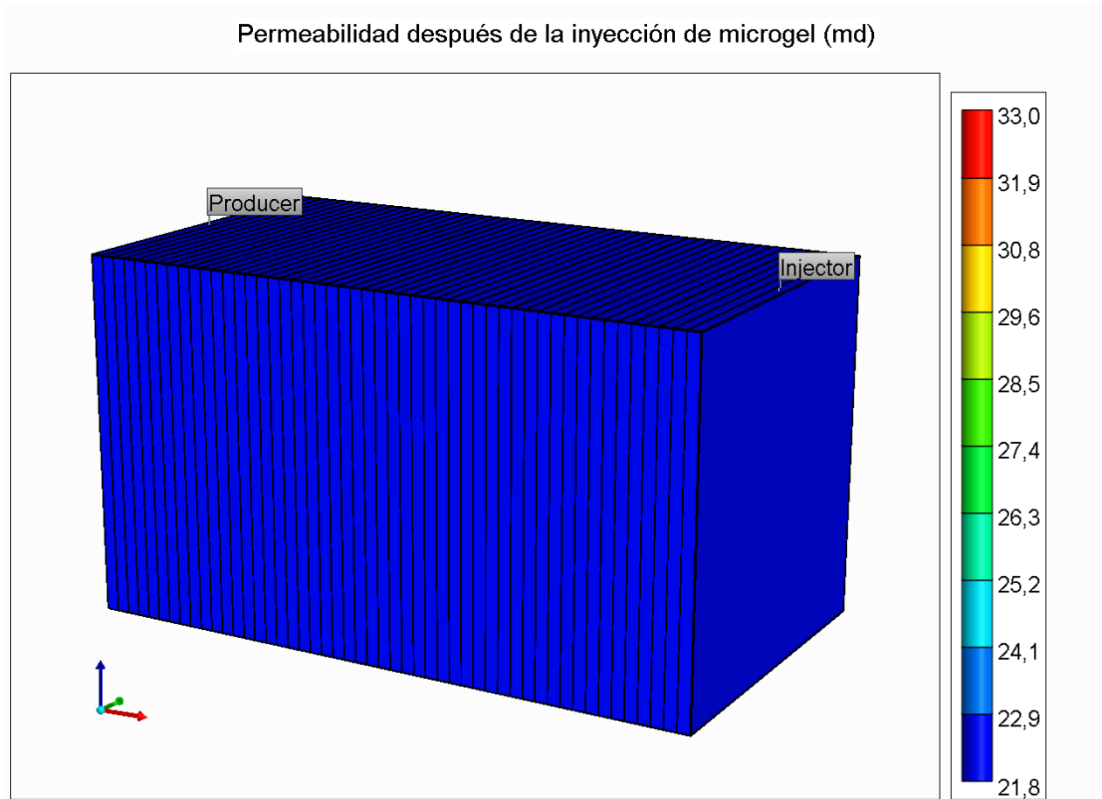


Figura 4.33 Permeabilidad del modelo después de la inyección de microgeles

4.7.2 Validación del modelo de simulación para la prueba de desplazamiento de $2 \text{ cm}^3/\text{min}$.

Para la validación del modelo de simulación construido para la prueba de $2 \text{ cm}^3/\text{min}$, al igual que en el modelo anterior se establecen tres etapas de análisis: antes de la inyección del tratamiento, durante la inyección de microgel, y después de la inyección de la dispersión de microgeles.

4.7.2.1 Inyección de agua antes de inyección de microgeles

La introducción correcta de la propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, área del elemento, longitud), las propiedades de los fluidos (viscosidad, densidad,) reproducen fielmente los datos experimentales. La figura 4.34 presenta el comportamiento de presión de inyección para esta etapa.

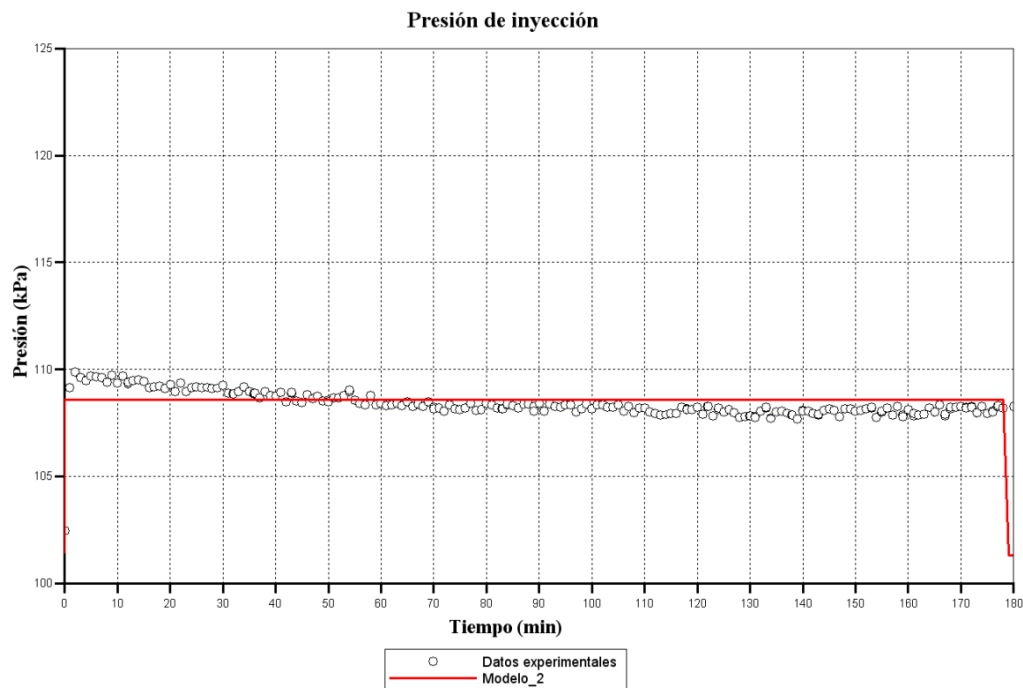


Figura 4.34 Inyección de agua antes de microgel, para el modelo 2

4.7.2.2 Inyección de dispersión de microgeles

A diferencia del caso anterior, el exponente de Carman-Kozeny determinado para cotejar la presión de inyección es mayor a 10. En la tabla 4.13 se encuentran el valor de adsorción máxima determinado a partir de la comparación de distribuciones entre diámetro de poro y diámetro de partícula, y el exponente de Carman-Kozeny calculado para modelar la reducción de permeabilidad en el medio poroso.

Tabla 4.13 Adsorción máxima y exponente CK para el modelo 2

Parámetro	Valor
Adsorción máxima (gr/cm ³ de VP)	0,18
Exponente de Carman Kozeny	18

En la figura 4.35 se observa que la relación entre el cambio de porosidad vs el cambio de permeabilidad para el escenario de adsorción máxima no obedece a una relación lineal, por lo tanto es necesario el uso de la opción *PERMTABLOG descrita en la metodología.

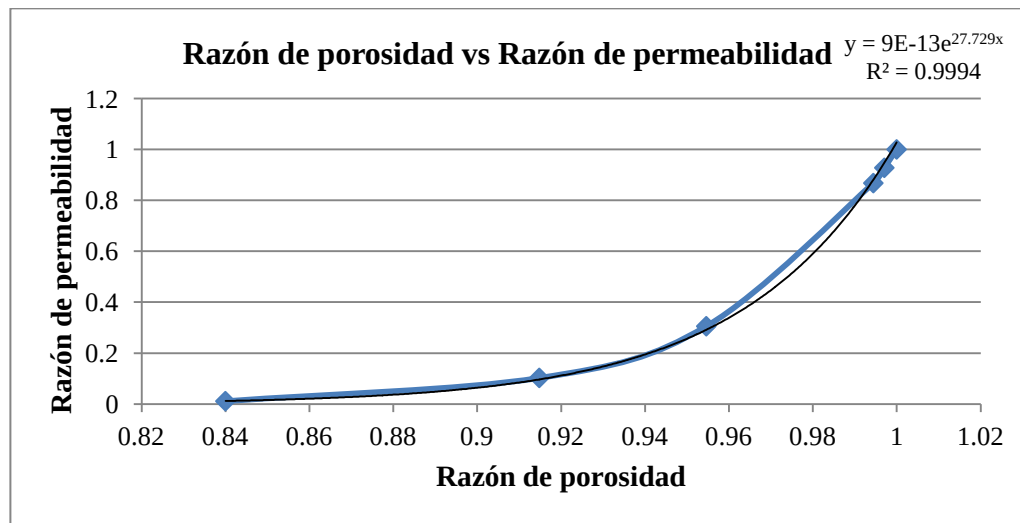


Figura 4.35. Razón de porosidad vs Razón de permeabilidad

Se construyeron isothermas de adsorción ajustando los parámetros de las ecuaciones reportadas en la literatura. En la figura 4.36 se observa las diferentes isothermas de adsorción construidas, los valores de las isothermas y los parámetros de ajuste se presentan en la tabla (ver apéndice B.7). En este caso, la isoterma de Langmuir y Freundlich, presentan un comportamiento muy parecido, no obstante tienen una tendencia muy diferente de los datos experimentales. La isoterma de Henry, apenas coteja en el punto final de presión de inyección. Para la simulación realizada con la isoterma de BET, la reducción de permeabilidad no alcanza el punto final de presión..

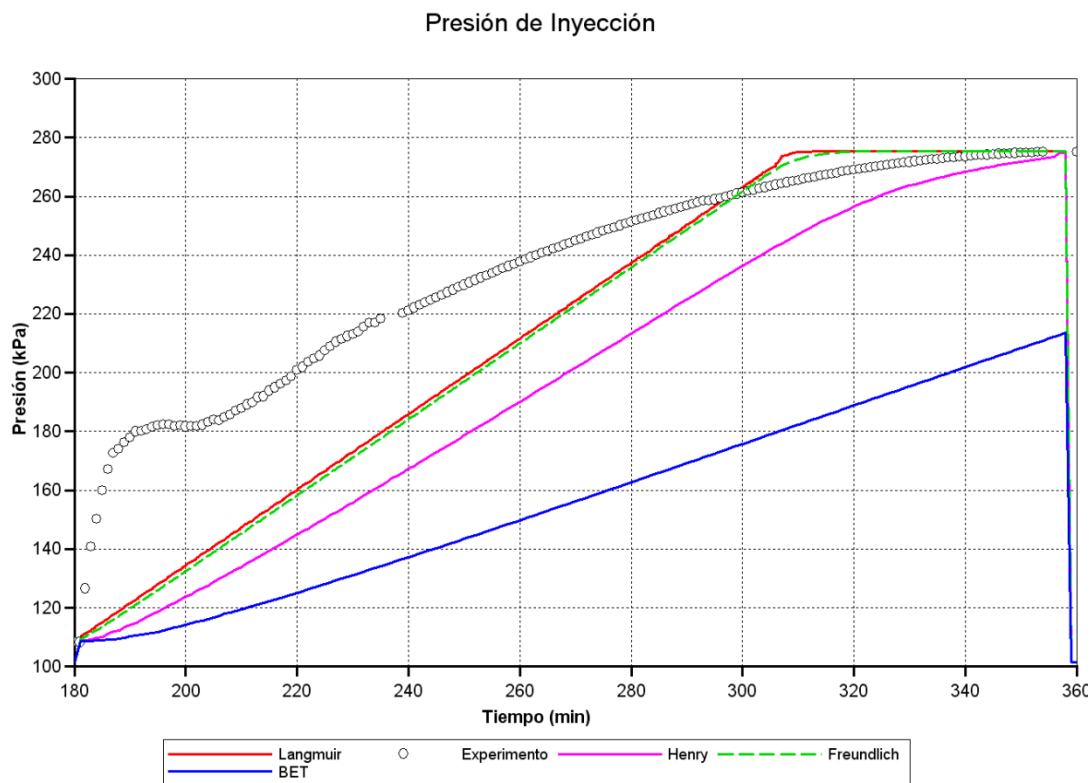


Figura 4.36 Presión de inyección para las isothermas de adsorción del modelo 2.

El comportamiento de presión generado por las isothermas de adsorción difiere mucho de los datos experimentales. Es probable que el aumento de presión que se observa en los primeros minutos de los datos experimentales esté asociado a la etapa de inicialización del equipo de medio poroso, ya que durante la inyección de microgeles, la bomba inyecta agua hacia la celda de acumulación donde desplaza un pistón que empuja a los microgeles a las líneas de flujo que lo conducen al medio poroso. Los factores de desviación obtenidos para las isothermas construidas se presentan en la tabla 4.14. La isoterma que presenta el menor factor de desviación es la isoterma de Langmuir.

Tabla 4.14 Factores de desviación de las isothermas del modelo 2

Isoterma	χ^2 (Factor de desviación)
Langmuir	171176,20
Freundlich	185874,90
Henry	286477,29
BET	536928,59

Los escenarios de adsorción contruidos considerando la isoterma de Langmuir se presentan en la tabla 4.15. La figura 4.37 muestra el comportamiento de la presión de inyección para los diversos escenarios contruidos.

Tabla 4.15 Escenarios de adsorción para el modelo 2 considerando Langmuir

Escenario	Exponente CK
1,0 Adsorción máxima	18
0,70 Adsorción máxima	25
0,50 Adsorción máxima	45
0,30 Adsorción máxima	60

El uso de la isoterma de Langmuir promueve un estado estacionario independientemente del valor de adsorción máxima considerado. A medida que el valor de adsorción máxima disminuye, el estado estacionario se alcanza antes. En tanto, el comportamiento de los datos experimentales, no muestra estado estacionario cerca de finalizar la inyección. A partir de la figura 4.37 se puede intuir que un valor de adsorción máxima mayor a la considerada pudiese alcanzar un estado estacionario más parecido al que presenta los datos experimentales. La isoterma de Langmuir no parece representar el fenómeno de adsorción ocurrido en esta prueba En la tabla 4.16 se presentan los factores de desviación obtenidos para los escenarios de adsorción contruidos considerando la isoterma de Langmuir.

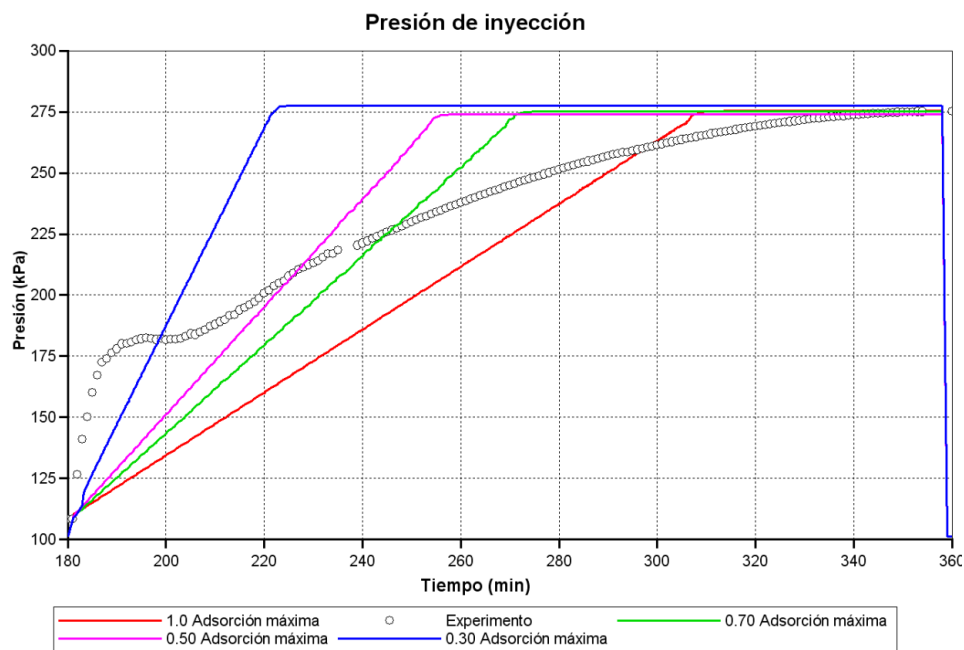


Figura. 4.37 Presión de inyección de microgeles para los diversos escenarios de adsorción máxima considerando Langmuir

Tabla 4.16 Factores de desviación para los diferentes escenarios de adsorción del modelo 2 considerando Langmuir

Escenario de adsorción	χ^2 (Factor de desviación)
1,0 Adsorción máxima	377195,3516
0,70 Adsorción máxima	241237,4783
0,50 Adsorción máxima	198900,5964
0,30 Adsorción máxima	326244,4522

La figura 4.38 muestra el comportamiento de los diferentes escenarios de adsorción y sus respectivos factores de desviación. Los valores de dichos factores son extremadamente altos para considerar un escenario óptimo utilizando la isoterma de Langmuir. A diferencia de la prueba anterior, la isoterma de Langmuir no es capaz de representar. Otro aspecto a considerar es que en esta prueba, el escenario que presenta

el menor factor de desviación corresponde a 0,50 de la adsorción máxima con una reducción de permeabilidad de 20 veces la original, mientras que en la prueba de 4 cm³/min con una reducción de apenas 1,5 veces el escenario óptimo fue de 0,70 de la adsorción máxima.

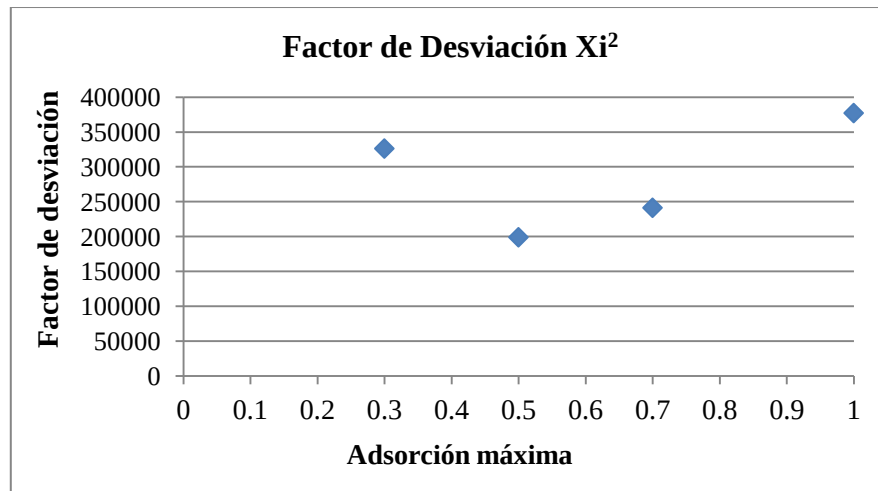


Figura 4.38 Factores de desviación para los diferentes escenarios de adsorción del modelo 2 considerando Langmuir

En base a lo anterior, no resulta razonable que para una mayor reducción de permeabilidad llevada a cabo en el medio poroso, el porcentaje de adsorción fue menor. Por tales razones se descarta la isoterma de Langmuir, y los escenarios contruidos como óptimos para representar la etapa de inyección de microgeles.

4.8 COMPARACIÓN DE LA POROSIDAD MODIFICADA (Φ_{MOD}) OBTENIDA UTILIZANDO LA ECUACIÓN DE CARMAN-KOZENY CON LA OBTENIDA DE LA TEORÍA DE ESPESOR DE CAPA ADSORBIDA ^[59]

La tabla 4.17 presenta los valores de porosidad modificada (ϕ_{mod}) obtenida para cada uno de los escenarios de adsorción contruidos para el modelo 1. Además presenta el error porcentual que cada uno de los escenarios presenta en relación a la porosidad modificada obtenida por la ecuación de espesor de capa adsorbida. La

porosidad modificada (ϕ_{mod}) es la porosidad que existe en el medio poroso una vez que el proceso de reducción de permeabilidad se ha llevado a cabo.

Tabla. 4.17 Comparación entre porosidad modificada a partir de Carman-Kozeny y Espesor de capas adsorbidas para el modelo 1 ($4 \text{ cm}^3/\text{min}$)

ϕ_{orig}	0,24	
$\phi_{mod \text{ por Eh}}$	0,2263	
Escenario	$\phi_{mod \text{ por Carman-Kozeny}}$	Error porcentual (%)
1,0 Admax	0,2059	9,018
0,9 Admax	0,2101	7,133
0,7 Admax	0,2165	4,304
0,5 Admax	0,2232	1,358
0,3 Admax	0,2300	1,667
0,1 Admax	0,2367	4,585

En la figura 4.39 se observa que el valor de porosidad modificada de los escenarios construidos para la simulación del modelo 1 que presentan menor error en relación al valor de porosidad modificada obtenido a partir de la ecuación de espesor de capas adsorbidas, corresponde a los comprendidos entre 0,30 y 0,50 de la adsorción máxima determinada inicialmente.

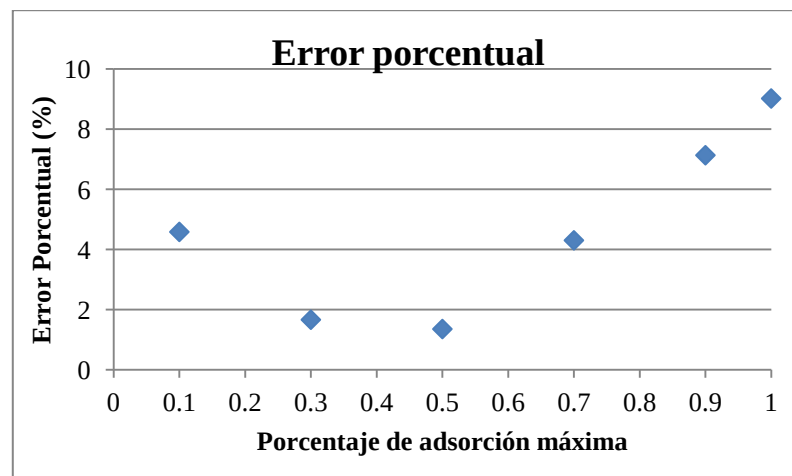


Figura 4.39 Error porcentual de los valores de porosidad modificada obtenidos de Carman-Kozeny y Espesor de Capas adsorbidas para el modelo 1

El escenario óptimo obtenido durante el análisis de sensibilidad para la simulación correspondió a 0,70 de la adsorción máxima. Aquél escenario se obtuvo considerando la desviación que presentaban los datos de presión de inyección de la simulación con los experimentales. Aun cuando no es posible hablar de un escenario óptimo totalmente confiable, se puede obtener a partir de la ecuación de Carman-Kozeny y la ecuación de espesor de capas adsorbidas, resultados lógicos y congruentes. Para el caso del modelo 2, en la tabla 4.18 se presentan los valores de porosidad modificada, así como el error porcentual en relación a la ecuación de espesor de capas adsorbidas.

Tabla. 4.18 Comparación entre Porosidad modificada a partir de Carman-Kozeny y Espesor de capas adsorbidas para el modelo 2 ($2 \text{ cm}^3/\text{min}$)

ϕ_{orig}	0,20	
$\phi_{\text{mod por Eh}}$	0,0447	
Escenario	$\phi_{\text{mod por Carman-Kozeny}}$	Error porcentual (%)
1,0 Admax	0,165	268,951
0,7 Admax	0,177	296,857
0,4 Admax	0,187	318,424
0,1 Admax	0,196	340,016

El valor de porosidad modificada obtenida por la ecuación de espesor capas adsorbidas es 0,0047. Este valor es 3,5 veces menor al que se puede obtener considerando la adsorción máxima posible. Por lo tanto es probable que esa disminución de volumen adicional al que ocupan los microgeles se deba a que estos se entrampan en la entrada de los poros, e impiden el paso de fluido hacia el cuerpo poral, de manera que un volumen dado de microgel puede reducir un espacio poral mucho mayor al que ocupa. La figura 4.41 representa la relación de volumen de microgel y volumen poroso restringido. Otro de los mecanismos que puede estar ocurriendo es el hinchamiento de las partículas de microgeles, y por lo tanto el volumen disponible al flujo se reduce. En la figura 4.40 se observa que mientras el valor de adsorción máxima disminuye, el error porcentual aumenta.

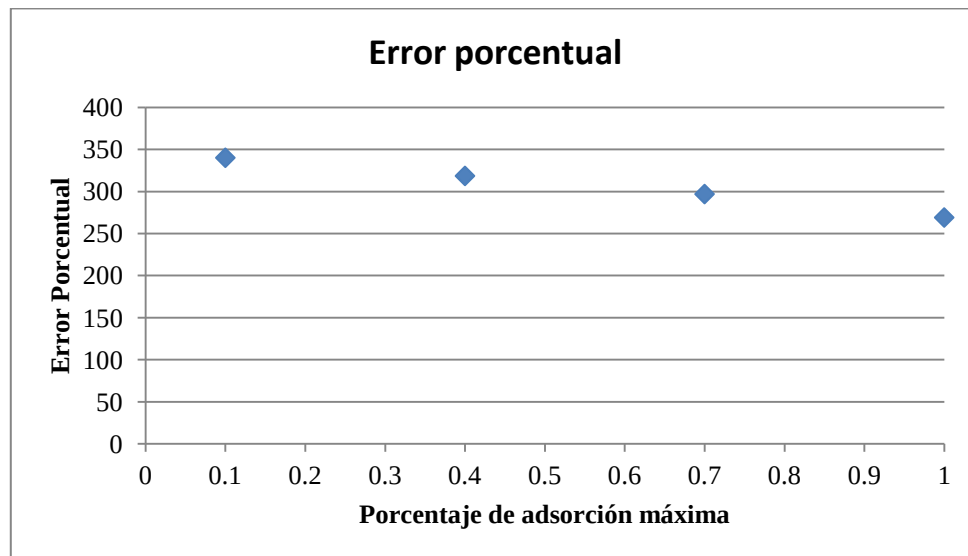


Figura 4.40 Error porcentual de los valores de porosidad modificada obtenidos de Carman-Kozeny y Espesor de Capas adsorbidas para el modelo 2

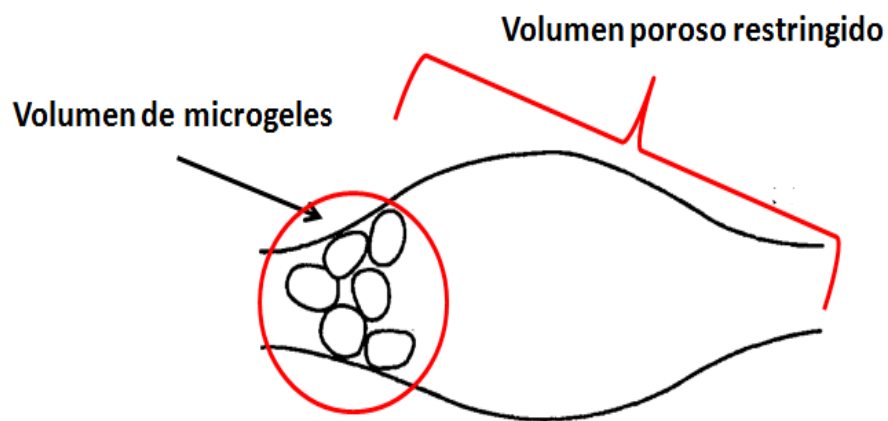


Figura 4.41 Reducción de volumen poroso por entrapamiento de microgeles en la garganta de poros.

4.9 Consideraciones del uso de la Ecuación de Carman Kozeny para modelar la reducción de permeabilidad por la inyección de microgeles a escala de pozo

El comportamiento de la velocidad de inyección de microgeles en las pruebas de desplazamientos obedece a un régimen lineal. A escala de pozo, el régimen es radial. Sin embargo, la manera de abordar el escalamiento a aplicaciones de campo requiere de variables obtenidas en las pruebas de desplazamientos realizadas.

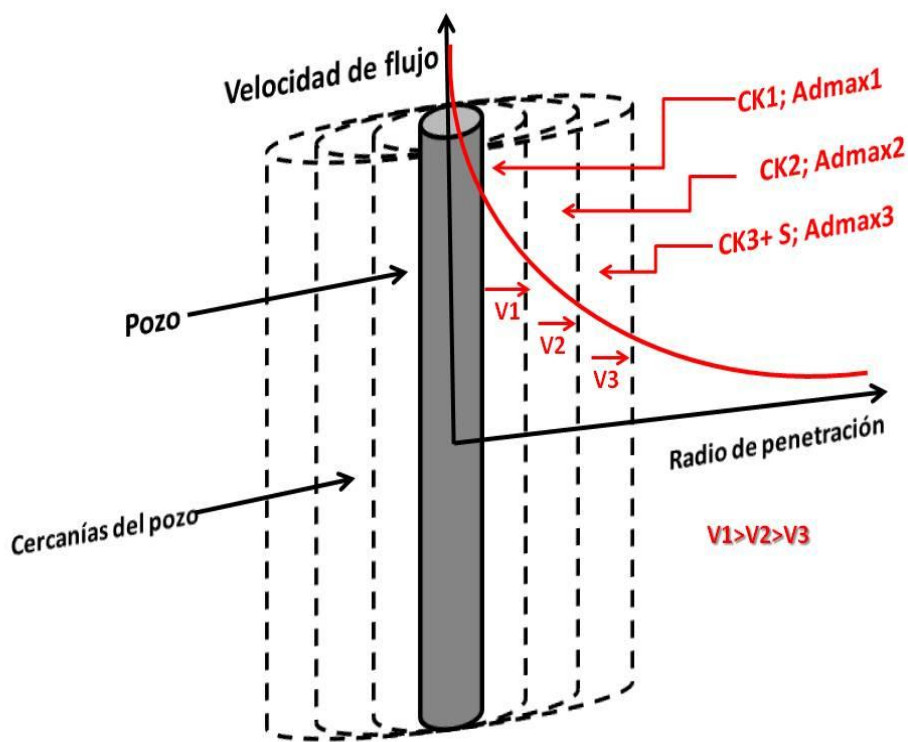


Figura 4.42 Discretización de las cercanías del pozo para un proceso de inyección de microgeles modelado por la ecuación de Carman-Kozeny.

Tomando en cuenta que a medida que la dispersión de microgeles es inyectada al yacimiento, la velocidad lineal disminuye con el radio de penetración, es posible considerar el modelo de la figura 4.42, y discretizar las cercanías del pozo en varias

secciones. De manera que en cada una de las secciones existe una velocidad de flujo constante. La velocidad del flujo en el cilindro más cercano al pozo tendrá la menor reducción de permeabilidad de acuerdo a los resultados observados en los experimentos en condiciones de flujo monofásico. Posteriormente en las secciones siguientes, la velocidad decae progresivamente y con ello aumenta la reducción de permeabilidad ya que las partículas serán menos deformables. Este comportamiento garantiza la penetración del tratamiento hasta que se alcance una velocidad crítica, en la cual las partículas ya no sufran deformación y se entrapen en las gargantas de poro, generando la disminución abrupta de permeabilidad. Los tratamientos químicos para control de agua, comúnmente son inyectados en las cercanías del pozo, con un radio de penetración que rara vez excede los 10 pies ^[25]. El fenómeno de la adsorción ha demostrado depender de la velocidad de inyección en condiciones de régimen lineal para el caso de los microgeles. Es de esperar que para condiciones de flujo radial, tal dependencia persista.

Para modelar la reducción de permeabilidad de estas aplicaciones en campo, es posible discretizar el área cercana al pozo en varios cilindros, y asignarle a cada uno, propiedades de adsorción como: adsorción máxima, adsorción residual, volumen poroso accesible, tipo de isoterma. Además es necesario introducir el exponente de Carman-Kozeny que permita reproducir la reducción de permeabilidad llevada a cabo en dicha sección. Es importante destacar la presencia de régimen de flujo turbulento, en las cercanías del pozo, es necesario analizar su impacto en la adsorción en el medio poroso al momento de construir modelos de simulación a escala de campo.

CONCLUSIONES

1. Para un medio poroso dado, la reducción de permeabilidad producto de la inyección de una dispersión de microgeles es función del caudal de inyección en condiciones de flujo monofásico. A medida que aumenta el caudal de inyección, disminuye la reducción de permeabilidad de acuerdo a una función potencial. A caudales muy bajos, pueden ocurrir fenómenos de taponamiento que disminuyen la permeabilidad de manera desproporcionada.
2. En condiciones de flujo bifásico (presencia de aceite en el medio poroso), el comportamiento de presión de la inyección de la dispersión de microgeles difiere del observado en condiciones de flujo monofásico. La inyección de la dispersión de microgeles presenta una caída de presión menor a la experimentada por el agua, a pesar de su mayor viscosidad.
3. La inyección de un solvente mutual posterior a la inyección de la dispersión de microgeles en aceite, reduce la cantidad de aceite que las recubre, de esta manera aumenta el área superficial que puede estar en contacto con la superficie de la roca.
4. La ecuación de Carman-Kozeny permite reproducir cambios de permeabilidad en un medio poroso por la inyección de una dispersión de microgeles de manera confiable, cuando dicha reducción es aproximadamente un $1/3$ de la permeabilidad original. Cuando la reducción de permeabilidad en un medio poroso es muy abrupta, (más de $1/20$ de su permeabilidad original) es necesario incorporar factores de daño para la simulación numérica.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar el comportamiento de la inyección de la dispersión de microgeles en condiciones de flujo monofásico para caudales menores a $0,83 \text{ cm}^3/\text{min}$ y mayores a $4 \text{ cm}^3/\text{min}$.
2. Realizar inyección de un solvente mutual posterior a la inyección de microgeles dispersos en agua en condiciones de flujo bifásico y evaluar el factor de resistencia residual al agua.
3. Realizar análisis de sensibilidad con las variables de ajuste de las isothermas utilizadas para el cotejo de la presión de inyección de la dispersión de microgeles al medio poroso.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. Hill, S. Monroe and M. Reshmy, "Water Management- An increasing trend in the Oil and Gas Industries.," *SPE 154720*, 2012.
- [2] V. Khatib, "Water to value-Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields," *Journal of Petroleum Technology*,, pp. 26-28, 2003.
- [3] *Produccion de Agua en Venezuela*, 2012.
- [4] C. W. Botermans and J. B. Diederik W. van Batenburg, "Relative Permeability Modifiers: Myth or reality," *SPE 68973*, 2001.
- [5] Celine Cozic, "Novel Insight Into Microgel Systems for Water Control," *SPE 115974*, pp. 1-2, 2009.
- [6] T. Chung, "A sequetianl polymer injection treatment using RPM:Effects of Multilayer Adsorption of Cationic and Anionic Polymer.," 2012.
- [7] O. Vazquez, "Sensitivty Study en the main factor affecting a Polymer RPM Treatment in the near wellbore region of a mature oil-producing well.," *106012*, 2007.
- [8] Julio Vasquez, "Laboratory Evaluation of a Relative Permeability Modifier for Profile Modification in Injection Wells," *SPE 120669*, 2009.
- [9] M. Ali, "Modification of Relative Permeability Curves by Polymer Adsorption," *SPE 27015*, 1994.

- [10] C. Haro, "Permeability Modeling in Porous Media: Setting Archie and Carman-Kozeny Right," *SPE-100200*, 2006.
- [11] Bailey Bill, "Water Control," *Oilfield Review Schlumberger*, 2000.
- [12] O. Jaripatke and D. Dalrymple, "Water-Control Managment Technoogies: A Review of Successful Chemical Technologies in the Last Two Decades," *SPE 127806*, pp. 4-5, 2010.
- [13] .R Reddy, "A Natural Polymer-Based Cross-Linker System for Conformance Gel Systems," *SPE-84937*, 2003.
- [14] R. Seright, R. Lane and R. Sydanks, "A Strategy for Attacking Excess Water Production," *SPE Production and Facilities*, pp. 158-169, August, 2003.
- [15] Larry Eoff, "Structure and Process Optimization for the Use of a Polymeric Relative-Permeability Modifier in Conformance Control.," *SPE-84951*, 2003.
- [16] M. Lastre, "A Solids-Free Permeability Modifier for Application in Producing and Injection Wells," *SPE-151836*, 2012.
- [17] D.Rousseau, "Rheology and Transport in Porous Media of New Water Shutoff/Conformance Control Microgel," *SPE 93254*, 2005.
- [18] I. Vega, "Water Shut-Off Polymer Sistemas: Design and Efficiency Evaluation based on Experimental Studies," *SPE 129940*, 2010.
- [19] G. Chauveteau, "Controlling In-Situ Gelation of Polyacrylamides by Zirconium for Water Shutoff," *SPE-50752*, 1999.
- [20] O. Zaitoun, "Using Microgels to Shut Off Water in a Gas Storage Well," *SPE*

106042, 2007.

- [21] Hao Zhang, "Preformed Particles Gel Transport through Open Fractures and its Effect on Water Flow," *SPE 129908*, 2010.
- [22] G. Chauveteau, "Disproportionate Permeability Reduction by Soft Preformed Microgels.," *SPE 89390*, 2004.
- [23] O. Vernaéz, "Estado del Arte. uso de microgeles de poliacrilamida para aumento de produccion de petroleo.," INTEVEP. S.A, Los Teques, 2010.
- [24] Baojun Bai, "Case Study on Preformed Particle Gel for In-Depth Fluid Diversion," *SPE-113997*, 2008.
- [25] M. Prado, "Evaluation of the Effect of Oil Viscosity on the Disproporcionate Permeability Reduction of a Polymeric Gel Used for Controllling Excess Water Production," *SPE-121499*, 2009.
- [26] A. Zaitoun, "Two-phase flow property modificactions by polymer adsorption.," *SPE 39631*, 1998.
- [27] Jenn Tain Liang Haiwang Sun, "Why do Gels Reduce Water Permeability More Than Oil Permeability?," 1995.
- [28] Al-Sharji, "Disproporcionate Permeability Reduction Due to Polymer Adsorption Entanglement," *SPE-68972*, 2001.
- [29] P. Krishan, "Dehydration and Permeability of Gels Used in In-Situ Permeability Modification Treatments," *SPE 59347*, 2000.
- [30] G. Mennella, "Pore-Scale Mechanism for Selective Permeability Reduction by

- Polymer Injection," *SPE-39634*, 1998.
- [31] J. Liang, H. Sun and R. Seright, "Reduction of oil and water permeabilities using gels," *24195*, 1992.
- [32] Wenjie Sun, "Novel Method for Characterizing Single-phase Polymer Flooding.," *SPE-152988*, 2012.
- [33] 2012. [Online]. Available: www.apuntescientíficos.org.
- [34] C. Learning, "Adsorption Isotherm," May 2010. [Online]. Available: www.chemistrylearning.com/adsorption-isotherm/.
- [35] A. Velasquez, "Estudio de simulación numérica de yacimientos para la evaluación de la aplicación de un tratamiento de geles como método de control de agua en el yacimiento G-10 GF-1 del campo Guafita norte, estado Apure," *Universidad de Oriente*, 2006.
- [36] J. Smith, "Particles Flow Through Porous Media".
- [37] T. F. Binshan Ju, "Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticle Transport in Porous Media," *Powder Technology 192 (2009)*, pp. 195-202, 2009.
- [38] F. Civan, *Reservoir Formation Damage*, Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 2000.
- [39] M. P. d. Ferrer, *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*, Maracaibo, 2009.
- [40] H. S. Salem, "Derivation of the Cementation Factor (Archie's Exponent) and the Kozeny-Carman Constant from Well Log Data, and Their Dependence on Lithology and the Other Physical Parameters," *SPE-26309*, 1993.

- [41] R.S. Seright, "Injectivity Characteristics of EOR Polymers," *SPE-115142*, 2009.
- [42] Yoshihiro Masuda, "1D Simulation of Polymer Flooding Including the Viscoelastic Effect of Polymer Solutions," *SPE-19499*, 1992.
- [43] D. L. Dauben, "Flow of Polymer Solutions Through Porous Media," *SPE-1688*, 1967.
- [44] J. Maxey, "Novel Method to Characterize Formation Damage caused by Polymers," *SPE-151889*, 2012.
- [45] B. Bai, Y. Liu, J. Coste and L. Li, "Preformed Particle Gel for Conformance Control: Transport Mechanism Through Porous Media," *SPE 89468*, 2007.
- [46] Han Xian-Qing, "The Viscoelastic Behavior of HPAM Solutions in Porous Media and its Effects on Displacement Efficiency," *SPE-30012*, 1995.
- [47] C. Gao, "Factors Affecting Particle Retention in Porous Media," *Emirates Journal for Engineering Research*, 2007.
- [48] S. Miklos., "Molecular and Microscopic Interpretation of Flow of Hydrolyzed Polyacrilamide Solution on Through Porous Media," *SPE-4028*, 1972.
- [49] J.G. Dominguez, "Retention and Flow Characteristics of Polymer Solutions in Porous Media-," *SPE-5835*, 1976.
- [50] R. F. Mezzomo, "A New Approach to the Determination of Polymer Concentration in Reservoir Rock Adsorption Test," *SPE 75204*, 2002.
- [51] J.P Coste, "In-Depth Fluid Diversion by Pre-Gelled Particles. Laboratory Study and Pilot Testing.," *SPE-59632*, 2000.

- [52] Calvin C. Mattax, Reservoir Simulation, Richardson, Texas: SPE, 1990.
- [53] F. Arias, "El Proyecto de Investogacion, Guia para su elaboracion," (*3ra Edicion*), 1999.
- [54] Liverpool, "Matter," 20 Mayo 2013. [Online]. Available: www.matter.org.uk/diffraction/x-ray/.
- [55] M. A. Crotti, Movimiento de fluidos en reservorios de hidrocarburos., Buenos Aires: Estudio Sigma S.R.L, 2004.
- [56] R. E. A. d. Salager, Cuaderno FIRP S203-A. Tensión Interfacial, Mérida: Universidad de los Andes, 2005.
- [57] J. Drelich, "Measurements of Interfacial Tension in Fluid-Fluid Systems," *Encyclopedia of Surface and Colloid Science*, 2002.
- [58] "Computer Modelling Group Ltd, "STARS- Advanced process and thermal reservoir simulator", Users manual. Version 2009.10".
- [59] Guillaume Dupuis, "Injectivity of Hydrophobically Modified Water Soluble Polymers for IOR: Controlled Resistance Factors vs Flow-Induced Gelatio," *SPE* 140779, 2011.
- [60] D. H. Gray, "Formation Damage in Sandstones Caused by Clay Dispersion and Migration," *Fourteenth National Conference on Clays and Clays Mineral*, 1965.
- [61] A. Revil, "Streaming Potential in Porous Media," *Journal of Geophysical Research*, Vol 104. NO. B9, 1999.
- [62] C. Khilar, "Colloidally-Induced Fines Release in Porous Media," *Journal of*

Petroleum Science and Engineering, 1990.

- [63] Al-Ibadi, "Experimental Study of Gel Particles Transport Through Porous Media," *SPE 153557*, 2012.
- [64] W.C. Foshee, "Preparation and Testing of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions," *SPE-6202*, 1976.
- [65] J. Seright R., "Characterizing Disproportionate Permeability Reduction Using X-Ray Computed," *SPE 71508*, 2001.
- [66] T. Muecke, "Formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media," *SPE-7007*, 1978.
- [67] L.W Holm, "Oil Recovery by Solvents Mutually Soluble in Oil and Water," *SPE-117*, 1962.
- [68] O. Alpak, "Validation of a Modified Carman-Kozeny Equation to Model Two-Phases Relative Permeability," *SPE-56479*, 1999.

GLOSARIO

Difracción de rayos X: es una técnica no destructiva que provee un análisis confiable de los minerales presentes en el medio poroso, es posible analizar minerales de un tamaño menor a 4 micras, por lo que permite conocer fracciones de arcillas presentes en muestras de roca.

Microscopía de barrido electrónica: conocida en inglés como *Scanning Electron Microscope* (SEM) provee un análisis químico cualitativo y cuantitativo. Se puede observar la abundancia, tamaño, topología y morfología de los minerales presentes en el medio poroso. Es comúnmente utilizada para visualizar la modificación de la estructura poral una vez que se llevo a cabo la retención o adsorción de partículas en el medio poroso, así como la distribución de los fluidos.

Potencial zeta: cuando una solución electrolítica fluye a través de capilares en un medio poroso, una diferencia potencial electrostática es generada a lo largo del camino de flujo por la diferencia relativa de flujos de cationes y aniones. Debido a que la movilidad de los aniones es afectada por la carga de las superficies, esta diferencia de potencial, también llamada potencial zeta, puede ser usado como una medida de la carga de la superficie.

Tensión Interfacial y Superficial: cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto las moléculas cerca a la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas porque unas son mas grandes que las otras, esto origina una superficie de energía libre/unidad de área que se conoce como tensión interfacial.

APÉNDICE A.

CÁLCULOS TIPO

A.1 Determinación del volumen poroso y porosidad.

$$l = 5,465 \text{ cm}$$

$$r = 1,9275 \text{ cm}$$

$$V_{bruto} = \pi 1,9275 \text{ cm}^2 * 5,465 \text{ cm}$$

$$V_{bruto} = 63,78 \text{ cm}^3$$

$$VP = \frac{162 \text{ gr} - 150 \text{ gr}}{1 \text{ gr/cc}}$$

$$VP = 12 \text{ cc}$$

$$\phi = \frac{12 \text{ cc}}{63,78 \text{ cc}}$$

$$\phi = 0,188 = 19\%$$

A.2 Cálculo de la fracción molar

El caso del peso molecular, se hace una excepción, es sabido que los polímeros se caracterizan por tener pesos moleculares muy altos, lo cual trae como consecuencia fracciones molares muy pequeñas, y al momento de realizar los cálculos, fracciones molares muy bajas ocasionan problemas de convergencia en el simulador, por ello, se consideró darle el peso molecular al polímero igual que el del agua, de manera que las fracciones molares, no ocasionasen problemas de convergencia, respetando por supuesto la proporción de masa de agua y polímero en la solución microgel. La suposición es totalmente válida, ya que el peso molecular es simplemente utilizado para calcular la masa que se adsorbe en el modelo, no hay consideraciones de reacciones estequiométricas que comprometan la validez de la suposición. La introducción de la viscosidad del componente microgel es explicado mas adelante.

Volumen total de solución microgel inyectada= 360 cm³

Densidad del agua = 1 gr/cm³

Densidad del microgel = 1 gr/cm³

Masa total de solución microgel inyectada = 360 gr

Masa de microgel inyectada= 3,6 gr

Masa de agua inyectada= 356,4 gr

$$n^{\circ} \text{ moles} = \frac{\text{gr}}{\text{peso molecular}}$$

$$n^{\circ} \text{ moles microgel} = \frac{\text{gr de microgel}}{\text{peso molecular de microgel}}$$

$$n^{\circ} \text{ moles} = \frac{3,6 \text{ gr}}{18 \frac{\text{gr}}{\text{mol}}} = 0,2$$

$$n^{\circ} \text{ moles agua} = \frac{\text{gr de agua}}{\text{peso molecular del agua}}$$

$$n^{\circ} \text{ moles agua} = \frac{356,4 \text{ gr}}{18 \frac{\text{gr}}{\text{mol}}} = 19,8 \text{ moles}$$

$$X_{\text{molar de microgel}} = \frac{\text{moles microgel}}{\text{moles microgel} + \text{moles agua}} = \frac{0,2}{19,8} = 0,01$$

A.3 Cálculo de la viscosidad intrínseca de microgel

$$\ln (\mu \text{ mezcla}) = \sum_i^j x_i \ln (\mu \text{ componentes})$$

$$\ln (\mu \text{ mezcla}) = x_i \ln (\mu_{\text{agua}}) + y_i \ln (\mu_{\text{microgel}})$$

$$\ln (0,60) = 0,99 \ln (0,46) + 0,01 \ln (\mu_{\text{microgel}})$$

$$-0,51083 = -0,7876 + 0,01 \ln (\mu_{\text{microgel}})$$

A.4 Cálculo de adsorción máxima

Los valores de adsorción máxima son obtenidos a partir de la masa de microgel inyectada, el porcentaje de retención en medio poroso, y el volumen poroso. En el caso de la prueba de 4 cm³/min:

Volumen poroso de la muestra: 18 cm³

Masa de microgel inyectada: 3,6 gr

Porcentaje de Retención: 0,80

$$Ad_{max} = \frac{3,6 \text{ gr} * 0,80}{18 \text{ cm}^3} = 0,16 \text{ gr/cm}^3$$

Para la prueba de 2 cm³/min:

Volumen poroso de la muestra: 16 cm³

Masa de microgel inyectada: 3,6 gr

Porcentaje de Retención: 0,80

$$Ad_{max} = \frac{3,6 \text{ gr} * 0,80}{16 \text{ cm}^3} = 0,18 \text{ gr/cm}^3$$

APÉNDICE B.

TABLAS

Tabla B.1 Distribución de tamaño de partícula de microgeles

Diámetro de partícula (µm)	Frecuencia
0,045709	0,011827
0,052481	0,283693
0,060256	0,471251
0,069183	0,7294
0,079433	1,215414
0,091201	1,866749
0,104713	2,671343
0,120226	3,57645
0,138038	4,498871
0,158489	5,305864
0,18197*	5,843529
0,20893	5,971378
0,239883	5,622772
0,275423	4,871828
0,316228	3,982751
0,363078	3,307023
0,416869	3,13366
0,47863	3,453612
0,549541	3,97714
0,630957	4,380286
0,724436	4,410421
0,831764	3,993891
0,954993	3,326514
1,096478	2,746777
1,258925	2,452555
1,44544	2,263123
1,659587	1,941554
1,905461	1,578171
2,187762	1,357323
2,511886	1,174175
2,884031	1,165984
3,311311	1,207052
3,801894	1,254766
4,365158	1,280991
5,011872	1,228604
5,754399	1,075914
6,606934	0,846052
7,585776	0,60088
8,709636	0,387379
10	0,233727
11,481536	0,13812
13,182567	0,08667
15,135612	0,064163
17,378008	0,010353

Nota: A partir de 0,18197 micras es que los diámetros de microgeles son suficientemente grande para entraparse en los poros.

Tabla B.2 Distribución de 1/3 de diámetro de poro

Diámetro de poro (μm)	Frecuencia
0,001	0,29154519
0,0011	0,388726919
0,0012	0,29154519
0,001333	0,29154519
0,0015	0,19436346
0,001733	0,19436346
0,002	0,09718173
0,227133	0,09718173
0,2769	0,388726919
0,352867	0,777453839
0,4382	1,263362488
0,543067	1,749271137
0,694767	1,554907677
0,844733	1,846452867
1,067433	1,554907677
1,284867	1,846452867
1,6154	1,943634597
2,0119	2,235179786
2,413567	3,595724004
3,014833	3,790087464
3,7769	4,664723032
4,648267	7,580174927
5,7526*	14,86880466
7,101867	17,20116618
8,053433	17,20116618
10,05943	2,137998056
10,97407	3,498542274
15,08357	1,360544218
20,10587	1,166180758
30,14813	5,92808552

Nota: A partir de 5,7526 micras no existe partícula alguna de microgel que pueda entramparse en la muestra.

Tabla B.3 Isoterma de Langmuir para el escenario de adsorción máxima del modelo 1.

Isoterma	Langmuir
Parámetros de ajuste	A: 0,16
Fracción Molar	Adsorción (gr/cm ³ de VP)
0	0
0,00025	0,00302
0,0005	0,0005033
0,00075	0,0006471
0,001	0,00755
0,00125	0,0083
0,0015	0,061967734
0,00175	0,066932802
0,002	0,071554175
0,00225	0,075894664
0,0025	0,08
0,00275	0,083904708
0,003	0,087635609
0,00325	0,091214034
0,0035	0,094657277
0,00375	0,09797959
0,004	0,101192885
0,00425	0,104307238
0,0045	0,107331263
0,00475	0,11027239
0,005	0,113137085
0,00525	0,115931014
0,0055	0,118659176
0,00575	0,121326007
0,006	0,123935467
0,00625	0,126491106
0,0065	0,128996124
0,00675	0,131453414
0,007	0,133865604
0,00725	0,136235091
0,0075	0,138564065
0,00775	0,140854535
0,008	0,143108351
0,00825	0,145327217
0,0085	0,147512711
0,00875	0,149666295
0,009	0,151789328
0,00925	0,153883072
0,0095	0,15594871
0,00975	0,157987341
0,01	0,16

Tabla B.4 Isoterma de Freundlich para el escenario de adsorción máxima del modelo 1

Isoterma	Freundlich	
Parámetros de ajuste	K: 0,16	N= 2
Fracción Molar	Adsorción (gr/cm ³ de VP)	
0	0	
0,00025	0,025298221	
0,0005	0,035777088	
0,00075	0,043817805	
0,001	0,050596443	
0,00125	0,056568542	
0,0015	0,061967734	
0,00175	0,066932802	
0,002	0,071554175	
0,00225	0,075894664	
0,0025	0,08	
0,00275	0,083904708	
0,003	0,087635609	
0,00325	0,091214034	
0,0035	0,094657277	
0,00375	0,09797959	
0,004	0,101192885	
0,00425	0,104307238	
0,0045	0,107331263	
0,00475	0,11027239	
0,005	0,113137085	
0,00525	0,115931014	
0,0055	0,118659176	
0,00575	0,121326007	
0,006	0,123935467	
0,00625	0,126491106	
0,0065	0,128996124	
0,00675	0,131453414	
0,007	0,133865604	
0,00725	0,136235091	
0,0075	0,138564065	
0,00775	0,140854535	
0,008	0,143108351	
0,00825	0,145327217	
0,0085	0,147512711	
0,00875	0,149666295	
0,009	0,151789328	
0,00925	0,153883072	
0,0095	0,15594871	
0,00975	0,157987341	
0,01	0,16	

Tabla B.5 Isoterma de Henry para el escenario de adsorción máxima del modelo 1

Isoterma	Henry
Parámetro de ajuste	Kh: 16
Fracción Molar	Adsorción (gr/cm ³ de VP)
0	0
0,00025	0,004
0,0005	0,008
0,00075	0,012
0,001	0,016
0,00125	0,02
0,0015	0,024
0,00175	0,028
0,002	0,032
0,00225	0,036
0,0025	0,04
0,00275	0,044
0,003	0,048
0,00325	0,052
0,0035	0,056
0,00375	0,06
0,004	0,064
0,00425	0,068
0,0045	0,072
0,00475	0,076
0,005	0,08
0,00525	0,084
0,0055	0,088
0,00575	0,092
0,006	0,096
0,00625	0,1
0,0065	0,104
0,00675	0,108
0,007	0,112
0,00725	0,116
0,0075	0,12
0,00775	0,124
0,008	0,128
0,00825	0,132
0,0085	0,136
0,00875	0,14
0,009	0,144
0,00925	0,148
0,0095	0,152
0,00975	0,156
0,01	0,16

Tabla B.6 Isoterma de BET para el escenario de adsorción máxima del modelo 1

Isoterma	BET
Parámetros de ajuste	C: 1056; Qm:770; K:1
Fracción Molar	Adsorción por celda (gr/cm3 VP)
0	0
0,00025	6,25E-08
0,0005	0,000001
0,00075	5,0625E-06
0,001	0,000016
0,00125	3,90625E-05
0,0015	0,000081
0,00175	0,000150063
0,002	0,000256
0,00225	0,000410063
0,0025	0,000625
0,00275	0,000915063
0,003	0,001296
0,00325	0,001785063
0,0035	0,002401
0,00375	0,003164063
0,004	0,004096
0,00425	0,005220063
0,0045	0,006561
0,00475	0,008145063
0,005	0,01
0,00525	0,012155063
0,0055	0,014641
0,00575	0,017490063
0,006	0,020736
0,00625	0,024414063
0,0065	0,028561
0,00675	0,033215063
0,007	0,038416
0,00725	0,044205063
0,0075	0,050625
0,00775	0,057720063
0,008	0,065536
0,00825	0,074120063
0,0085	0,083521
0,00875	0,093789063
0,009	0,104976
0,00925	0,117135063
0,0095	0,130321
0,00975	0,144590063
0,01	0,16

Tabla B.7 Isoterma de Langmuir para el escenario de adsorción máxima del modelo 2

Isoterma	Langmuir
Parámetros de ajuste	A: 0,198
Fracción Molar	Adsorción (gr/cm3 de VP)
0	0
0,00025	0,0396
0,0005	0,066
0,00075	0,084857143
0,001	0,099
0,00125	0,11
0,0015	0,1188
0,00175	0,126
0,002	0,132
0,00225	0,137076923
0,0025	0,141428571
0,00275	0,1452
0,003	0,1485
0,00325	0,151411765
0,0035	0,154
0,00375	0,156315789
0,004	0,1584
0,00425	0,160285714
0,0045	0,162
0,00475	0,163565217
0,005	0,165
0,00525	0,16632
0,0055	0,167538462
0,00575	0,168666667
0,006	0,169714286
0,00625	0,170689655
0,0065	0,1716
0,00675	0,172451613
0,007	0,17325
0,00725	0,174
0,0075	0,174705882
0,00775	0,175371429
0,008	0,176
0,00825	0,176594595
0,0085	0,177157895
0,00875	0,177692308
0,009	0,1782
0,00925	0,178682927
0,0095	0,179142857
0,00975	0,179581395
0,01	0,18

Tabla B.8 Isoterma de Freundlich para el escenario de adsorción máxima del modelo 2

Isoterma	Freundlich
Parámetros de ajuste	K:1,8 ; n:2
Fracción Molar	Adsorción (gr/cm3 de VP)
0	0
0,00025	0,028460499
0,0005	0,040249224
0,00075	0,04929503
0,001	0,056920998
0,00125	0,06363961
0,0015	0,0697137
0,00175	0,075299402
0,002	0,080498447
0,00225	0,085381497
0,0025	0,09
0,00275	0,094392796
0,003	0,09859006
0,00325	0,102615788
0,0035	0,106489436
0,00375	0,110227038
0,004	0,113841996
0,00425	0,117345643
0,0045	0,120747671
0,00475	0,124056439
0,005	0,127279221
0,00525	0,130422391
0,0055	0,133491573
0,00575	0,136491758
0,006	0,1394274
0,00625	0,142302495
0,0065	0,145120639
0,00675	0,147885091
0,007	0,150598805
0,00725	0,153264477
0,0075	0,155884573
0,00775	0,158461352
0,008	0,160996894
0,00825	0,163493119
0,0085	0,1659518
0,00875	0,168374582
0,009	0,170762994
0,00925	0,173118457
0,0095	0,175442298
0,00975	0,177735759
0,01	0,18

Tabla B.9 Isotherma de Henry para el escenario de adsorción máxima del modelo 2

Isoterma	Henry
Parámetros de ajuste	Kh: 1,8
Fracción Molar	Adsorción (gr/cm3 de VP)
0	0
0,00025	0,0045
0,0005	0,009
0,00075	0,0135
0,001	0,018
0,00125	0,0225
0,0015	0,027
0,00175	0,0315
0,002	0,036
0,00225	0,0405
0,0025	0,045
0,00275	0,0495
0,003	0,054
0,00325	0,0585
0,0035	0,063
0,00375	0,0675
0,004	0,072
0,00425	0,0765
0,0045	0,081
0,00475	0,0855
0,005	0,09
0,00525	0,0945
0,0055	0,099
0,00575	0,1035
0,006	0,108
0,00625	0,1125
0,0065	0,117
0,00675	0,1215
0,007	0,126
0,00725	0,1305
0,0075	0,135
0,00775	0,1395
0,008	0,144
0,00825	0,1485
0,0085	0,153
0,00875	0,1575
0,009	0,162
0,00925	0,1665
0,0095	0,171
0,00975	0,1755
0,01	0,18

Tabla B.10 Isoterma de BET para el escenario de adsorción máxima del modelo 2

Isoterma	BET
Parámetros de ajuste	C: 1125; Qm:770; K:1
Fracción Molar	Adsorción (gr/cm ³ de VP)
0	0
0,00025	0,000468015
0,0005	0,001141642
0,00075	0,002021037
0,001	0,003106353
0,00125	0,004397746
0,0015	0,005895369
0,00175	0,007599378
0,002	0,009509929
0,00225	0,011627176
0,0025	0,013951274
0,00275	0,01648238
0,003	0,019220649
0,00325	0,022166237
0,0035	0,025319299
0,00375	0,028679993
0,004	0,032248474
0,00425	0,0360249
0,0045	0,040009426
0,00475	0,044202209
0,005	0,048603407
0,00525	0,053213176
0,0055	0,058031674
0,00575	0,063059059
0,006	0,068295487
0,00625	0,073741117
0,0065	0,079396107
0,00675	0,085260615
0,007	0,091334798
0,00725	0,097618816
0,0075	0,104112827
0,00775	0,110816989
0,008	0,117731462
0,00825	0,124856405
0,0085	0,132191976
0,00875	0,139738335
0,009	0,147495643
0,00925	0,155464057
0,0095	0,163643739
0,00975	0,172034848
0,01	0,180000000

Tabla B.11 Escenarios de adsorción máxima (Admax) para la prueba de 4 cm³/min

Escenario de Adsorción	Adsorción (gr/cm ³ de VP)
1,0 Adsorción máxima	0,16
0,90 Adsorción máxima	0,139
0,70 Adsorción máxima	0,108
0,50 Adsorción máxima	0,077
0,30 Adsorción máxima	0,046
0,15 Adsorción máxima	0,023
0,10 Adsorción máxima	0,015
0,05 Adsorción máxima	0,007

Tabla B.12 Escenarios de adsorción máxima (Admax) para la prueba de 2 cm³/min

Escenario de Adsorción	Adsorción (gr/cm ³ de VP)
1,0 Adsorción máxima	0,18
0,90 Adsorción máxima	0,162
0,70 Adsorción máxima	0,126
0,40 Adsorción máxima	0,315
0,10 Adsorción máxima	0,018

APÉNDICE C

FIGURAS

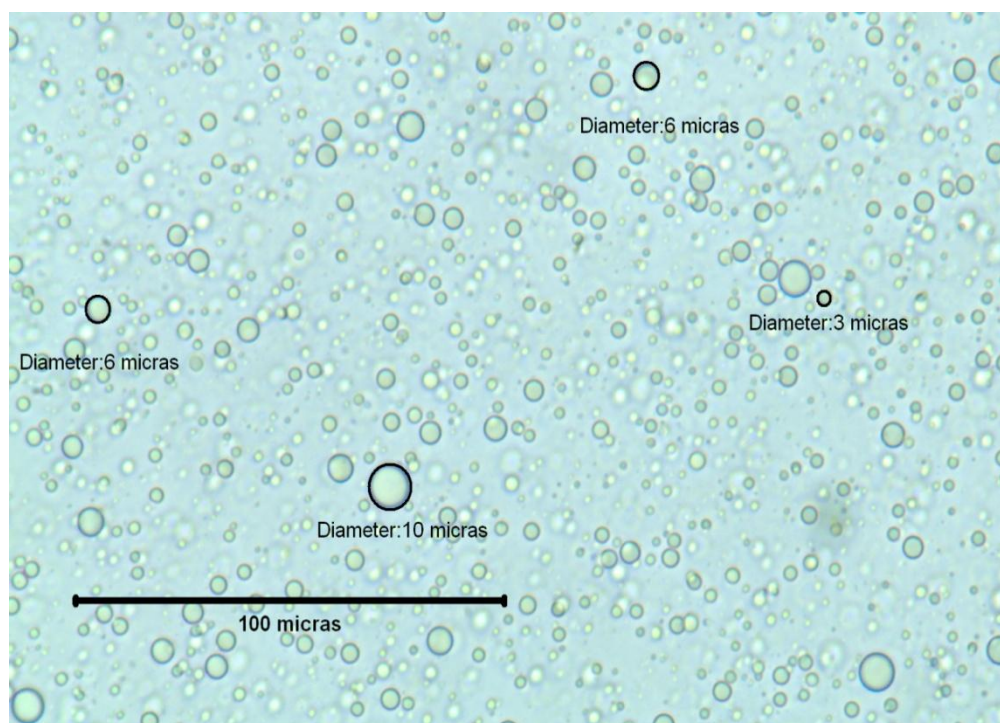


Figura C.1 Dispersión de microgeles en agua al 0,1% m/m

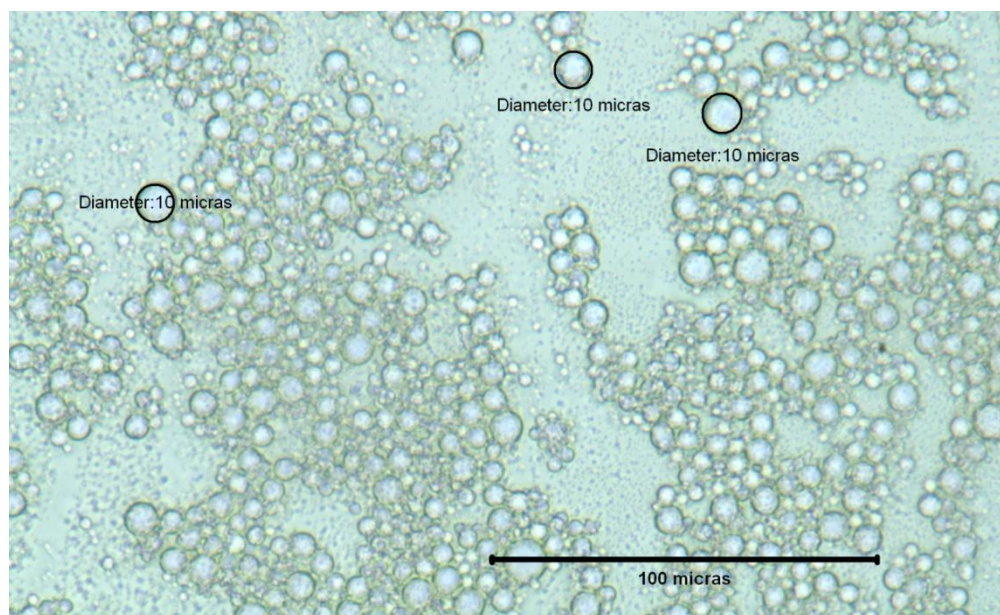


Figura C.2 Dispersión de microgeles en aceite al 0,1% m/m.

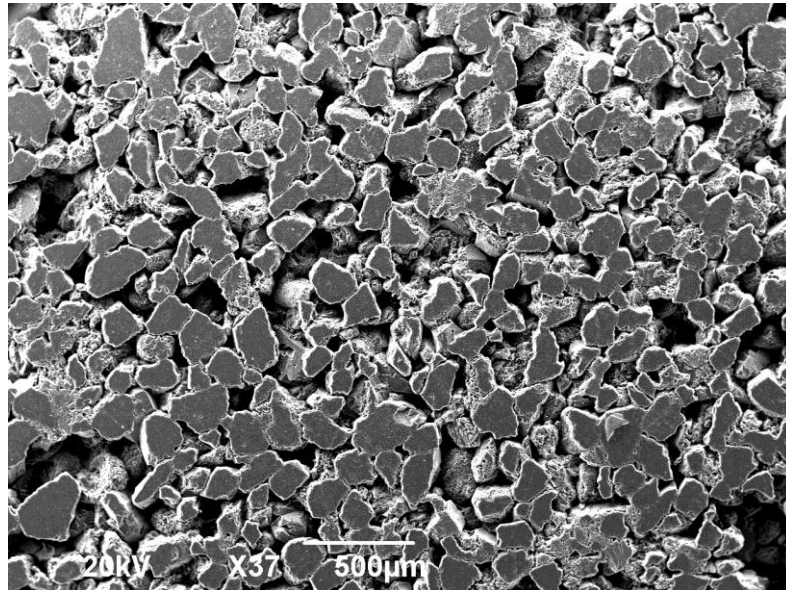


Figura C.3 Imagen de microscopía de barrido para una sección de Berea.