

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Desarrollo de una metodología para la modelación del flujo bifásico agua-aceite en medios empacados con gel de partículas preformadas (PPG)

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

José David García Peralta

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Simón López Ramírez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026

PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado DESARROLLO DE UNA METODOLOGIA PARA LA MODELACION DEL FLUJO BIFASICO AGUA-ACEITE EN MEDIOS EMPACADOS CON GEL DE PARTICULAS PREFORMADAS (PPG) que presenté para obtener el titulo de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.



JOSE DAVID GARCIA PERALTA
Número de cuenta: 313163056

AGRADECIMIENTOS

La realización de este trabajo fue posible gracias al apoyo, la orientación y el acompañamiento de muchas personas que, de diferentes maneras, contribuyeron a que esta investigación llegara a buen término. A todas ellas expreso mi más sincero agradecimiento.

En primer lugar, agradezco al equipo de Simulación Numérica de Yacimientos de la Unidad de Servicios de Ingeniería Petrolera (USIP), por brindarme un espacio de aprendizaje, colaboración y crecimiento profesional. Haber formado parte de este equipo me permitió desarrollar habilidades técnicas, adquirir nuevos conocimientos y comprender la importancia del trabajo en equipo para afrontar los retos de la ingeniería petrolera.

Al Dr. Simón López Ramírez, director de esta tesis, por la confianza depositada en mí, sus enseñanzas y la orientación brindada durante el desarrollo de esta investigación.

Deseo expresar un agradecimiento especial al Maestro Luis Enrique, coordinador del equipo de Simulación Numérica de Yacimientos de la USIP, quien fue un pilar fundamental en el desarrollo de este proyecto. Gran parte del trabajo de simulación y el primer borrador de esta tesis fueron posibles gracias a su apoyo, dedicación y compromiso. Aunque el rumbo del proyecto cambió y finalmente no presentamos este trabajo de manera conjunta como se había planteado al inicio, considero justo reconocer que su contribución fue determinante para la culminación de esta investigación. Gracias por el tiempo, la paciencia y todas las enseñanzas compartidas.

A Leydi, integrante del equipo de Simulación Numérica de Yacimientos de la USIP, mi más profundo agradecimiento por haber estado presente durante prácticamente todo este proceso. Gracias por compartir conmigo tus conocimientos, por ayudarme a resolver problemas técnicos, orientarme en los trámites administrativos y acompañarme incluso durante las largas jornadas de trabajo que dedicamos a revisar simulaciones y analizar resultados. Tu paciencia, disposición para ayudar y constante motivación fueron fundamentales para que pudiera concluir esta investigación.

A Gricelda, Luisito y Gio, compañeros de la USIP, por el compañerismo, los consejos y el apoyo brindado durante esta etapa. En especial a Gricelda, por motivarme a no dejar este trabajo inconcluso.

A mis amigos motociclistas, Ibarra, Pedro, Addiel y, de manera especial, a JL. Gracias por su amistad y por formar parte de una etapa muy importante de mi vida. Agradezco especialmente a Ibarra por motivarme siempre a ver los problemas desde distintas perspectivas y a JL, cuya amistad trascendió el ámbito profesional.

A Ernesto y Coss, por su amistad incondicional, por escucharme, impulsarme cuando fue necesario y recordarme que siempre hay algo valioso que aprender de cada etapa de la vida.

Finalmente, agradezco a mis padres y a mis hermanos. Gracias por creer siempre en mí, por su amor, su paciencia y su apoyo incondicional en cada una de las metas que me he propuesto. Todo lo que soy y he logrado tiene sus raíces en los valores y el ejemplo que ustedes me han brindado. Esta tesis también les pertenece.

ABSTRACT

Nowadays, Naturally Fractured Reservoirs (NFR) represent a challenge in the oil and gas industry due to water channeling through high permeability fractures, which results in low sweep efficiency in rock matrix and high water cut values in producer wells. In this context, Preformed Particle Gel (*PPG*) treatments have been proposed as an alternative for conformance water control as they enable selective fracture blockage and promote flow redistribution to poorly swept zones.

In this work, a simulation methodology is developed to evaluate the behaviour of *PPG* in NFRs using a commercial simulator. Since the simulator does not have an specific module for *PPG*, an indirect simulation approach is implemented based on relative permeability curves (kr), considering that the main mechanism by which *PPG* works is due to disproportionate change of kr. It is important to note that simulations were based on experimental data reported before, which were then optimized with the tools incorporated in the simulator.

The optimized set of relative permeability curves was implemented in a fractured core plug model, where the performance of *PPG* was evaluated in comparison with an *In-Situ* gel. The In-Situ gel was simulated considering a reduced absolute permeability value. Fractured core plug simulation was performed using discrete fractures technique, assigning independent properties to the matrix and fracture systems separately.

In terms of oil recovery factor (RF), similar results were obtained for both flow diverters. In a base case without any presence of gel (neither *PPG* nor *In-Situ* gel) the RF was 20.6 % against 60% in the presence of gel treatments. Also, water cut and cumulative water production have similar results in both gel cases.

Nevertheless, *PPG* implementation demonstrated a significant advantage in terms of injection pressure, with an increase of only 61 psi, in contrast with *In-Situ* gel cases that have increments of 1,772 psi. Based on these results, it is confirmed that *PPG* is a more efficient alternative for conformance control in fractured systems.

RESUMEN

Los yacimientos naturalmente fracturados representan un desafío debido a la canalización de agua a través de las fracturas por su alta permeabilidad, lo cual se traduce en zonas con baja eficiencia de barrido en la matriz de roca y altos cortes de agua en los pozos productores. En este contexto, el uso de los geles de partículas preformadas (*PPG*) se ha propuesto como una alternativa para el control de la producción de agua, al permitir el bloqueo selectivo de fracturas y la redistribución del flujo hacia zonas menos drenadas.

En este trabajo se desarrolla una metodología de simulación numérica para evaluar el comportamiento del *PPG* en yacimientos fracturados utilizando un simulador comercial. Debido a que el simulador no cuenta con un módulo específico para el *PPG*, se implementa un enfoque indirecto basado en el comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas (kr), ya que el principal mecanismo por el cual el *PPG* funciona es el cambio desproporcionado de dichas curvas. Cabe mencionar que en las simulaciones se retomaron datos experimentales reportados, que fueron optimizados con las herramientas integradas en el simulador.

Las curvas de kr obtenidas de la optimización se implementaron en un modelo de simulación de un tapón de roca fracturado en el que se evaluó la presencia del *PPG* en comparación con Gel *In-Situ*, simulado mediante baja permeabilidad absoluta. La simulación se realizó a través de la técnica de fracturas discretas, asignando propiedades al sistema matriz y al sistema fractura por separado.

Las simulaciones realizadas mostraron resultados similares con los dos diversificadores de flujo en términos del factor de recuperación de aceite con un valor de 20.6 % obtenido en el caso base sin ningún tratamiento frente a 60% con presencia de los geles, así como la disminución del corte de agua y el volumen de agua producida. Sin embargo, la implementación del *PPG* presenta una ventaja significativa en términos de la presión de inyección, ya que se obtuvo un incremento únicamente de 61 psi, en comparación con el gel *In-Situ* de 1,772 psi. Con base en estos resultados se confirma que el *PPG* es una alternativa más eficiente para el control de la producción de agua en sistemas fracturados.

ÍNDICE GENERAL

ABSTRACT i
RESUMEN ii
LISTA DE FIGURAS vi
LISTA DE TABLAS ix
INTRODUCCIÓN 1
1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS 3
1.1 Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados. 3
1.2 Clasificación de fracturas. 4
1.3 Propiedades de las fracturas. 5
1.4 Efecto de las fracturas en yacimientos 10
2 DIVERSIFICADORES DE FLUJO 12
2.1 Geles *In-Situ* 13
2.2 *PPG* 15
2.3 Cambio desproporcionado de permeabilidades relativas 19
2.3.1 Mecanismos de la reducción de la permeabilidad. 20
2.4 Comparación del *PPG* y Gel *In-Situ*. 20
3 PERMEABILIDADES RELATIVAS [4, 21] 22
3.1 Mojabilidad 23
3.2 Curvas de permeabilidad relativa 23
3.3 Modelo de permeabilidades relativas de Brooks-Corey. 27
3.4 Métodos para determinar las curvas de permeabilidad relativa 28
3.4.1 Método en estado transitorio 28
3.4.2 Método en estado estacionario 29
3.5 Efecto esperado del *PPG* sobre las curvas de permeabilidad relativa de un medio altamente conductivo 30
4 SIMULACIÓN DE MEDIOS FRACTURADOS 34
4.1. Modelos continuos 35
4.1.1 Modelo de simulación de yacimientos fracturados de Warren & Root (doble porosidad). 36
4.1.2 Modelo de simulación de doble porosidad y doble permeabilidad. 37
4.1.3 Limitaciones de los modelos continuos. 38
4.2. Modelos de redes de fracturas discretas. 39

4.2.1 Ventajas de los DFM 39
4.2.2 Desventajas de los DFM 39
5 SIMULACIÓN DE DIVERSIFICADORES DE FLUJO 41
5.1 Simulación del Gel *In-Situ* 41
5.1.1 Transporte del gelante 41
5.1.2 Proceso de formación del gel (gelación) 42
5.1.3 Modificación del medio poroso una vez formado el gel 42
5.2 Simulación del Gel de Partículas Preformadas 43
5.2.1 Transporte de la suspensión de *PPG* 43
5.2.2 Colocación del *PPG* en zonas de alta conductividad 44
5.2.3 Modificación del sistema matriz-fractura una vez colocado el *PPG*. 45
5.3 Ejemplos de trabajos previos 47
5.3.1 Modeling and simulation of the fluid flow in artificially fractured and gel treated core plugs. 47
5.3.2 Numerical simulation of preformed particle gel flooding for enhancing oil recovery. 50
6 PROBLEMÁTICA 54
7 ANTECEDENTES EXPERIMENTALES 57
7.1 Fractura de alta conductividad (columna empacada) 57
7.2 Caso práctico: Sistema matriz-fractura (apilamiento de tapones de roca) 64
8 DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN 67
8.1 Fractura de alta conductividad (columna empacada) 67
8.2 Caso práctico: Sistema matriz-fractura (apilamiento de tapones de roca) 77
9 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN 84
9.1 Fractura de alta conductividad (columna empacada) 84
9.1.1 Validación de la determinación de permeabilidad absoluta del medio sin *PPG* 84
9.1.2 Validación de la pseudo-permeabilidad absoluta del medio con *PPG* 85
9.1.3 Validación de la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua irreductible (S_{wirr}) 85
9.1.4 Validación de la permeabilidad efectiva al agua a condiciones de saturación de aceite residual (S_{or}) 86
9.1.5 Reproducción de la historia de saturaciones de fluidos en el medio con *PPG* 87
9.2 Caso práctico: Sistema matriz-fractura (apilamiento de tapones de roca) 93
CONCLUSIONES 101

TRABAJO FUTURO 101
REFERENCIAS 102
ANEXOS 104
ANEXO A: ANÁLISIS DE PERMEABILIDADES 104
ANEXO B: CARACTERIZACIÓN DE LA RED DE FRACTURAS DISCRETAS. 109
Apertura de la red de fracturas: 109
Permeabilidad de fractura sin presencia de *PPG*: 111

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 CLASIFICACIÓN PROPUESTA POR NELSON PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.[2,3] . 4
FIGURA 1.2 MODELO TRIDIMENSIONAL REPRESENTATIVO DE UN BLOQUE DE MATRIZ CON UNA FRACTURA AXIAL, DONDE L_F ES LA LONGITUD DE LA FRACTURA, H_F ES EL ESPESOR DE LA FRACTURA Y W_F ES LA APERTURA. MODIFICADO DE TIAB (2016)[2] 5
FIGURA 1.3 MODELOS DE ESFERAS DE GRATON-FRASER. A) MODELO DE EMPAQUE CÚBICO. B) MODELO DE EMPAQUE ROMBOÉDRICO. TOMADO DE FRASER & GRATON 1935.[1] 7
FIGURA 1.4 EFECTO DE LAS FRACTURAS EN EL FLUJO DE FLUIDOS HACIA UN POZO PRODUCTOR..... 10
FIGURA 2.1. TRATAMIENTO CON DIVERSIFICADORES DE FLUJO EN ZONA HETEROGÉNEA, MODIFICADO DE BAI (2010)[13]. 12
FIGURA 2.2. COMPORTAMIENTO DEL HINCHAMIENTO DE *PPG* EN AGUA. *PPG* SECO (A), *PPG* AL INICIO DEL PROCESO DE HINCHAMIENTO (B) Y *PPG* AL FINAL DEL HINCHAMIENTO (C). RECUPERADO DE DURAN-VALENCIA (2014)[16] 15
FIGURA 2.3 PRINCIPALES CAMPOS PETROLEROS DE CHINA CON LA IMPLEMENTACIÓN DE PPG Y SUS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN (EL TAMAÑO DEL CÍRCULO EN EL MAPA ES PROPORCIONAL AL NÚMERO DE POZOS INYECTORES INTERVENIDOS). RECUPERADO DE BAI, 2017. 18
FIGURA 3.1 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DE UN SISTEMA ACEITE-AGUA, MODIFICADO DE SPE (2006).[21] 24
FIGURA 3.2 REGLAS DE MOJABILIDAD DE CRAIG DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS, MODIFICADO DE ABOUZAR (2021).[25] 26
FIGURA 3.3 SISTEMA COREHOLDER TIPO HASSLER.[27] 30
FIGURA 3.4 COMPARACIÓN ENTRE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA-ACEITE IDEALES Y LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA OBTENIDAS NUMÉRICAMENTE PARA UNA FRACTURA SINTÉTICA DE ALTA CONDUCTIVIDAD HIDRÁULICA. MODIFICADO DE HATAMI (2022). 31
FIGURA 3.5 ESQUEMATIZACIÓN DEL EFECTO DEL *PPG* EN CURVAS DE K_R DE UNA FRACTURA. 33
FIGURA 4.1 MALLA CARTESIANA (A) Y MALLA RADIAL (B) EN 3 DIMENSIONES..... 34
FIGURA 4.2 IDEALIZACIÓN DE UN MEDIO POROSO HETEROGÉNEO DE WARREN & ROOT (1963), DONDE LOS BLOQUES REPRESENTAN A LA MATRIZ DE ROCA Y LA SEPARACIÓN ENTRE CADA BLOQUE REPRESENTA LAS FRACTURAS DEL MEDIO, RECUPERADO DE KAYA (2021). 36
FIGURA 4.3 REPRESENTACIÓN DE LA TRANSFERENCIA EN MODELOS DE DOBLE POROSIDAD Y DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD. EN COLOR AZUL SE REPRESENTA LA TRANSFERENCIA MATRIZ-FRACTURA, EN COLOR ROJO LA TRANSFERENCIA ENTRE CELDAS DE FRACTURAS Y EN COLOR NEGRO LA TRANSFERENCIA MATRIZ-MATRIZ (MODIFICADO DE MOINFAR, 2013). 38
FIGURA 4.4 MODELO DE SIMULACIÓN CON RED DE FRACTURAS DISCRETAS, RECUPERADO DE KAYA (2021). .. 40
FIGURA 5.1 MODELO DE FRACTURA DISCRETA A ESCALA DE TAPÓN. RECUPERADO DE KAYA (2021)..... 48
FIGURA 5.2 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA. RECUPERADO DE KAYA (2021)..... 49
FIGURA 5.3 RESULTADOS DE FACTOR DE RECUPERACIÓN, RECUPERADO DE KAYA (2021) 50
FIGURA 5.4 MODELO DE SIMULACIÓN 2D. RECUPERADO DE WANG (2013)[12]. 50
FIGURA 5.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL GASTO DE INYECCIÓN EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN (A) Y DEL COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA (B). RECUPERADO DE WANG (2013)[12]. 51
FIGURA 5.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA CONCENTRACIÓN DE *PPG* EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN (A) Y DEL COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA (B). RECUPERADO DE WANG (2013)[12]. 52
FIGURA 6.1 COMPARATIVA DE LOS DIFERENCIALES DE PRESIÓN ENTRE UN MEDIO CONVENCIONAL Y UN MEDIO POROSO CON PPG. 55
FIGURA 7.1 REPRESENTACIÓN DE UNA FRACTURA A ESCALA DE LABORATORIO. 57
FIGURA 7.2 RESULTADOS EXPERIMENTALES DE LA DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDAD ABSOLUTA DEL MEDIO SIN *PPG*. 59

FIGURA 7.3 RESULTADOS EXPERIMENTALES DE LA DETERMINACIÓN DE PSEUDO -PERMEABILIDAD ABSOLUTA A LOS GASTOS DE 0.1, 0.7, 1.0 Y 2.0 ML/MIN, MEDIDA CON ACEITE. 60
FIGURA 7.4 RESULTADOS EXPERIMENTALES DEL DESPLAZAMIENTO DE ACEITE A CONDICIONES DE S_{WIRR}. 61
FIGURA 7.5 RESULTADOS EXPERIMENTALES DEL DESPLAZAMIENTO DE AGUA A CONDICIONES DE S_{OR}. 61
FIGURA 7.6 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PROPUESTAS POR LABORATORIO. 63
FIGURA 7.7 PRESIÓN DE INYECCIÓN EXPERIMENTAL. 64
FIGURA 7.8 DIAGRAMA DEL SISTEMA MATRIZ-FRACTURA. 64
FIGURA 7.9 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EXPERIMENTALES QUE SE ASIGNARÁN AL SISTEMA MATRIZ DE ROCA. 66
FIGURA 8.1 MALLA DEL MODELO DE SIMULACIÓN PARA REPRESENTAR EL SISTEMA EXPERIMENTAL. 68
FIGURA 8.2 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA ASIGNADAS AL MODELO DE SIMULACIÓN SIN PRESENCIA DE *PPG*. 68
FIGURA 8.3 FILTRADO DE LOS DATOS FUERA DE TENDENCIA EN EL AJUSTE AUTOMATIZADO DE PRESIÓN DE INYECCIÓN. 75
FIGURA 8.4 PLANTEAMIENTO DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN PARA EL AJUSTE DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN. 76
FIGURA 8.5 MALLA DEL MODELO DE SIMULACIÓN DEL APILAMIENTO. 78
FIGURA 8.6 RED DE FRACTURAS DISCRETAS EN EL APILAMIENTO. 78
FIGURA 8.7 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA ASIGNADAS A LA FRACTURA SIN PRESENCIA DE *PPG*..... 80
FIGURA 8.8 DISPAROS DE LOS POZOS. PLANO JK CON CELDAS I=1 E I=31 PARA EL PUNTO DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN, RESPECTIVAMENTE. 81
FIGURA 8.9 RED DE FRACTURAS CON PERMEABILIDAD MODIFICADA. 82
FIGURA 8.10 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA ASIGNADAS A LA RED DE FRACTURAS. 83
FIGURA 9.1 COMPARACIÓN DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN EXPERIMENTAL (CÍRCULOS) Y EL OBTENIDO DE LA SIMULACIÓN (LÍNEA CONTINUA) POR EL DESPLAZAMIENTO DE AGUA DESIONIZADA EN LA COLUMNA SIN *PPG*. 84
FIGURA 9.2 COMPARACIÓN DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN EXPERIMENTAL (CÍRCULOS) Y EL OBTENIDO DE LAS SIMULACIONES (LÍNEAS CONTINUAS) POR LA INYECCIÓN DE ACEITE A DIFERENTES GASTOS DE INYECCIÓN. 85
FIGURA 9.3 COMPARACIÓN DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN EXPERIMENTAL (CÍRCULOS) Y EL OBTENIDO DE LA SIMULACIÓN (LÍNEA CONTINUA) POR LA INYECCIÓN DE ACEITE A S_{WIRR}. 86
FIGURA 9.4 COMPARACIÓN DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN EXPERIMENTAL (CÍRCULOS) Y EL OBTENIDO DE LA SIMULACIÓN (LÍNEA CONTINUA) POR LA INYECCIÓN DE ACEITE A SOR. 87
FIGURA 9.5 COMPARACIÓN DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN EXPERIMENTAL (CÍRCULOS) Y EL OBTENIDO DE LA SIMULACIÓN (LÍNEA CONTÍNUA) CONSIDERANDO LA PSEUDO-PERMEABILIDAD ABSOLUTA CONSTANTE. . 88
FIGURA 9.6 COMPARACIÓN DE PRESIÓN DE INYECCIÓN EXPERIMENTAL Y LA OBTENIDA DE LA SIMULACIÓN, CONSIDERANDO UN MEDIO DEFORMABLE. 89
FIGURA 9.7 AJUSTE DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN CON CMOST PARA LA INYECCIÓN DE ACEITE A 0.7 ML/MIN. 90
FIGURA 9.8 AJUSTE DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN CON CMOST PARA LA INYECCIÓN DE AGUA A 0.7 ML/MIN.91
FIGURA 9.9 COMPARACIÓN DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN EXPERIMENTAL Y EL OBTENIDO DE LA METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN PROPUESTA. 92
FIGURA 9.10 COMPARACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA LA INYECCIÓN DE ACEITE (CURVAS ROJAS) E INYECCIÓN DE AGUA (CURVAS AZULES). 92
FIGURA 9.11 RESULTADOS DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN. 94
FIGURA 9.12 RESULTADOS DEL CORTE DE AGUA. 95
FIGURA 9.13 RESULTADOS DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN. 96
FIGURA 9.14 DISTRIBUCIÓN TRIDIMENSIONAL DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN LOS TRES MODELOS AL TIEMPO DE 0 H. 97

FIGURA 9.15 DISTRIBUCIÓN TRIDIMENSIONAL DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN LOS TRES MODELOS AL TIEMPO DE 0.5 H. 97
FIGURA 9.16 DISTRIBUCIÓN TRIDIMENSIONAL DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN LOS TRES MODELOS AL TIEMPO DE 0.7 H. 98
FIGURA 9.17 DISTRIBUCIÓN TRIDIMENSIONAL DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN LOS TRES MODELOS AL TIEMPO DE 1.2 H. 99
FIGURA 9.18 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN EL APILAMIENTO AL TIEMPO DE 0.5 H. 99
FIGURA A0.1 COMPORTAMIENTO DE LA PSEUDO-PERMEABILIDAD ABSOLUTA Y PERMEABILIDADES RELATIVAS, CONSIDERANDO UN MEDIO NO DEFORMABLE. 105
FIGURA A0.2 COMPORTAMIENTO DE LA PSEUDO-PERMEABILIDAD ABSOLUTA DETERMINADA CON ACEITE Y PERMEABILIDADES RELATIVAS, CONSIDERANDO UN MEDIO DEFORMABLE. 106
FIGURA A0.3 COMPORTAMIENTO DE LA PSEUDO-PERMEABILIDAD ABSOLUTA DETERMINADA CON AGUA Y PERMEABILIDADES RELATIVAS, CONSIDERANDO UN MEDIO DEFORMABLE. 107
FIGURA A0.4 COMPORTAMIENTO DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS MÁXIMAS DEPENDIENTES DEL FLUIDO DE INYECCIÓN. 108

LISTA DE TABLAS

TABLA 2.1 RESUMEN DE CASOS DE APLICACIÓN DE GEL IN-SITU A ESCALA DE CAMPO. MODIFICADO DE AMIR Y COLABORADORES (2018) 14
TABLA 2.2 RESUMEN DE CASOS DE APLICACIÓN DE PPG A ESCALA DE CAMPO. MODIFICADO DE ESFAHLAN Y COLABORADORES (2021) 17
TABLA 2.3 COMPARATIVA ENTRE EL *PPG* Y GEL *IN-SITU*. MODIFICADO DE BAI (2010).[13] 21
TABLA 3.1 REGLAS DE MOJABILIDAD DE CRAIG. MODIFICADO DE ANDERSON (1987).[24] 26
TABLA 5.1. PARÁMETROS DE SIMULACIÓN ASOCIADOS A CADA ETAPA DEL PROCESO PARA TRATAMIENTOS CON GELES *IN-SITU* Y *PPG*. 46
TABLA 5.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS TAPONES DE ROCA UTILIZADOS EN LAS SIMULACIONES, MODIFICADO DE KAYA (2021). 48
TABLA 5.3 PERMEABILIDAD ABSOLUTA DE LA FRACTURA ANTES Y DESPUÉS DE LA COLOCACIÓN DEL GEL. MODIFICADO DE KAYA (2021). 49
TABLA 7.1 CARACTERÍSTICAS DE LA COLUMNA EXPERIMENTAL UTILIZADA PARA LOS DESPLAZAMIENTOS CON *PPG*. 58
TABLA 7.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS UTILIZADOS. 58
TABLA 7.3 RESULTADOS EXPERIMENTALES QUE SERÁN UTILIZADOS PARA LA SIMULACIÓN DEL GEL DE PARTÍCULAS PREFORMADAS. 62
TABLA 7.4 RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL APILAMIENTO DE TAPONES DE ROCA. 64
TABLA 7.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS UTILIZADOS. 65
TABLA 7.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA RED DE FRACTURAS TRANSVERSALES Y FRACTURA AXIAL. 65
TABLA 8.1 CONDICIONES DE FRONTERA DE LOS POZOS. 69
TABLA 8.2 PSEUDO-PERMEABILIDAD ABSOLUTA DEPENDIENTE DEL GASTO DE INYECCIÓN DE ACEITE EN UN MEDIO CON PRESENCIA DE PPG. 69
TABLA 8.3 RESUMEN DE FLUIDO INYECTADO, GASTO DE INYECCIÓN Y SATURACIONES DEL MEDIO CON PRESENCIA DE *PPG*. 72
TABLA 8.4 PROPIEDADES DE LA RED DE FRACTURAS. 79
TABLA 8.5 CONDICIONES DE FRONTERA DE LOS POZOS. 80
TABLA 8.6 PERMEABILIDAD DE FRACTURAS CON PRESENCIA DE *PPG* EN EL APILAMIENTO DE TAPONES DE ROCA. 83
TABLA 9.1 PROPIEDADES DE LA RED DE FRACTURAS. 93
TABLA A0.1 RESULTADOS DE LAS PERMEABILIDADES ABSOLUTAS Y EFECTIVAS DEPENDIENTES DEL GASTO DE INYECCIÓN. 104
TABLA A0.2 RESULTADOS QUE SE UTILIZARÁN EN LOS MODELOS DE SIMULACIÓN. 108

TABLA B1. DIMENSIONES DE LOS TAPONES DE ROCA ESTÁNDAR GUELPH DOLOMITE. 109
TABLA B2. RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL APILAMIENTO SIN FRACTURAR Y FRACTURADO. 109
TABLA B3. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA RED DE FRACTURAS TRANSVERSALES. 110
TABLA B4. RESULTADOS DEL ANÁLISIS EN LA FRACTURA AXIAL. 111
TABLA B5. PROPIEDADES DE LA RED DE FRACTURAS. 113

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos naturalmente fracturados representan un reto para la ingeniería de yacimientos, ya que el flujo de fluidos ocurre principalmente a través de las fracturas, mientras que la mayor parte del volumen de hidrocarburos se encuentra almacenado en la matriz de roca. Esta heterogeneidad del medio poroso propicia fenómenos como la canalización del agua, la baja eficiencia de barrido y una recuperación limitada de hidrocarburos mediante métodos convencionales.

En este contexto, los métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) buscan incrementar la eficiencia de barrido dentro del yacimiento y, en consecuencia, aumentar la producción de petróleo. Sin embargo, en sistemas fracturados, muchos procesos de *EOR* presentan dificultades debido al flujo preferencial a través de las fracturas, por lo que existen tecnologías para el control de la producción de agua congénita y la modificación del perfil de flujo, como el uso de Geles de Partículas Preformadas (*PPG*), que permiten bloquear de forma selectiva las fracturas de alta conductividad, redirigiendo el flujo del agua de inyección hacia zonas menos barridas de la matriz, mejorando así la eficiencia de recuperación del yacimiento.

Debido a la complejidad del flujo en yacimientos naturalmente fracturados y a la interacción entre matriz, fracturas y productos químicos empleados en procesos de *EOR*, resulta fundamental utilizar herramientas de simulación numérica de yacimientos que permitan representar adecuadamente estos fenómenos. Actualmente, la simulación numérica de yacimientos se realiza mediante software especializado, el cual integra herramientas y módulos para la simulación de procesos de recuperación primaria y mejorada, en yacimientos de simple y doble porosidad y permeabilidad. Sin embargo, a pesar de todas las funciones integradas en el software, este carece de un módulo especializado para la simulación de gel de partículas preformadas (*PPG*), por lo que en este trabajo se decidió realizar las simulaciones de manera indirecta, utilizando las herramientas convencionales con las que cuenta el software.

En esta tesis se retoman curvas de permeabilidad relativa de un medio con presencia de *PPG*, obtenidas previamente de manera experimental y reportadas por Beristain León (2020) en el trabajo titulado *"Evaluación del flujo bifásico de fluidos en un medio poroso altamente conductivo en presencia de gel de partículas preformadas (PPG)"*. Las simulaciones se desarrollaron bajo la hipótesis de que el principal mecanismo mediante el cual el *PPG* diversifica el flujo desde los canales altamente conductivos (fracturas) hacia la matriz corresponde a un cambio desproporcionado de permeabilidades relativas.

Con base en lo anterior, la presente investigación tiene como propósito ajustar las curvas de permeabilidad relativa en medios con presencia de *PPG* mediante simulación numérica de yacimientos. Asimismo, a partir de esta información, se analiza el comportamiento del *PPG* en comparación con un gel *In-Situ* en un apilamiento de tapones de roca fracturados a escala de laboratorio, como caso de aplicación de la metodología de simulación desarrollada.

La presente tesis se encuentra estructurada en nueve capítulos, en los primeros cinco capítulos se desarrolla el marco conceptual de la investigación: En el **Capítulo 1** se presentan los fundamentos de los **yacimientos naturalmente fracturados**, incluyendo su clasificación, las propiedades de las fracturas y el efecto de estas en el flujo dentro del yacimiento. En el **Capítulo 2** se abordan los **diversificadores de flujo**, con énfasis en los geles *In-Situ* y en los geles de partículas preformadas (*PPG*), así como en el efecto desproporcionado de permeabilidad como mecanismo de reducción de la permeabilidad al agua. En el **Capítulo 3** se desarrolla el tema de las **permeabilidades relativas**, incluyendo los conceptos de mojabilidad, curvas de permeabilidad relativa y algunos de los métodos para su determinación en laboratorio. En el **Capítulo 4** se presentan los modelos de **simulación aplicables a medios fracturados**, tanto continuos como de fracturas discretas. En el **Capítulo 5** se aborda la **simulación de diversificadores de flujo** y se revisan trabajos previos relevantes para esta investigación.

Posteriormente, se presenta el contexto general y la metodología desarrollada para la simulación. En el **Capítulo 6** se expone la **problemática** que da origen al presente trabajo. En el **Capítulo 7** se describen los **antecedentes experimentales** empleados como base para el desarrollo del estudio. En el **Capítulo 8** se presenta el **desarrollo de la simulación numérica**. En el **Capítulo 9** se analizan los **resultados** obtenidos. Finalmente, se exponen las **conclusiones** derivadas de la investigación.

1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un yacimiento naturalmente fracturado es aquel que contiene fracturas originadas por fenómenos naturales, las cuáles influyen en su comportamiento de forma positiva o negativa. Este tipo de fracturas son discontinuidades planares a escala macroscópica generadas por deformaciones asociadas a esfuerzos en la corteza terrestre o durante el proceso de diagénesis.[1]

1.1 Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados.

Una de las clasificaciones más reconocidas es la propuesta por Nelson, la cuál considera el porcentaje de porosidad y permeabilidad de matriz y fractura, y como estas proporciones afectan el flujo de fluidos:[2,3]

Yacimientos tipo 1:

Las fracturas aportan tanto la porosidad como la capacidad de flujo. La matriz posee baja porosidad y permeabilidad. Las características de las fracturas son dominantes para la evaluación del yacimiento.

Yacimientos tipo 2:

La matriz de la roca presenta alta porosidad, mientras que las fracturas proporcionan la permeabilidad. Es primordial que exista flujo matriz-fractura, ya que los fluidos contenidos en la matriz necesitarán viajar por las fracturas para llegar a los pozos productores.

Yacimientos tipo 3:

La matriz de roca por sí sola tiene las características de porosidad y permeabilidad necesarias para almacenar y transmitir fluidos. Las fracturas contribuyen con una permeabilidad adicional.

Yacimientos tipo 4:

Las fracturas están parcial o totalmente selladas por minerales de relleno, lo que puede actuar como barrera al flujo, incluso si la matriz tiene capacidad de producción.

En la figura 1.1 se presenta la clasificación propuesta por Nelson para los yacimientos naturalmente fracturados.

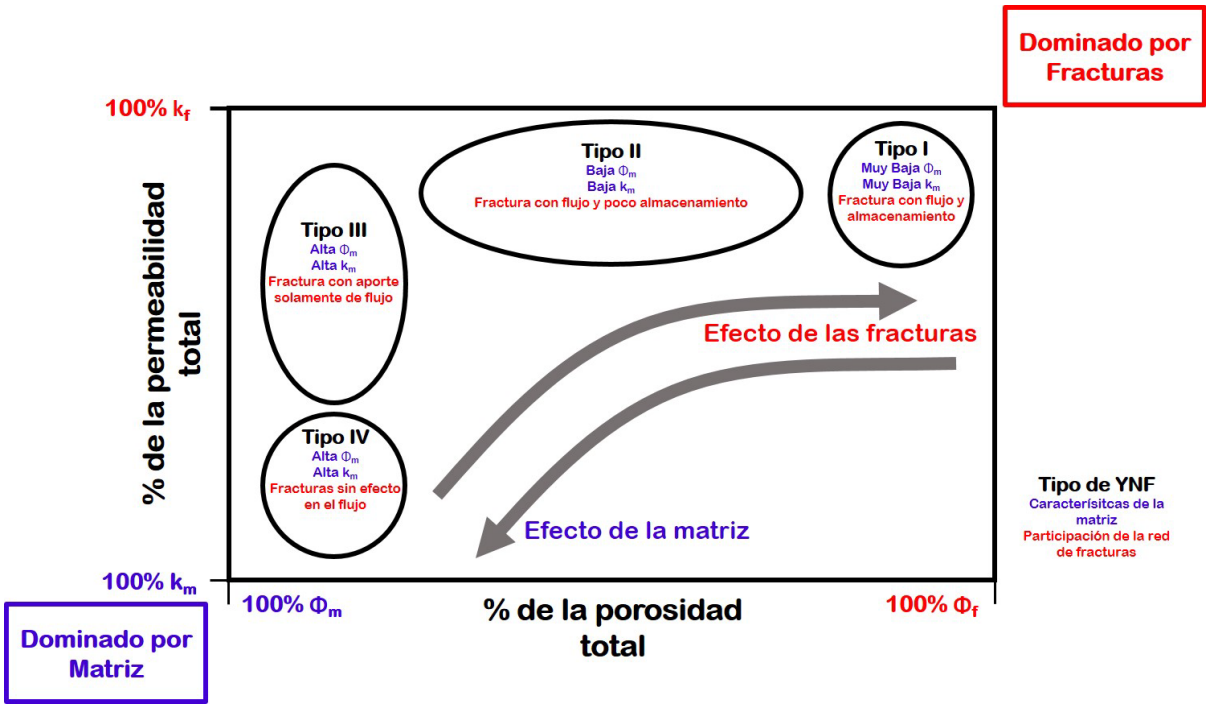


Figura 1.1 Clasificación propuesta por Nelson para yacimientos naturalmente fracturados.[2,3]

1.2 Clasificación de fracturas.

Según los esfuerzos que las genera, las fracturas pueden clasificarse en:[1]

a. Fracturas de corte: Se forman cuando se tienen esfuerzos de compresión en las tres direcciones. El plano de la fractura es paralelo a la dirección del máximo esfuerzo y la fractura presenta desplazamiento paralelo al plano.

b. Fracturas de extensión: El desplazamiento ocurre perpendicular al plano de fractura. Se forman también por esfuerzos compresivos y pueden coexistir con fracturas de corte.

c. Fracturas de tensión: Presentan movimiento perpendicular al plano de fractura, sin embargo, para formar este tipo de fracturas al menos uno de los esfuerzos en la roca debe ser de tensión.

De acuerdo con su escala, las fracturas se agrupan en:[3]

a. Microfracturas: Son estructuras muy comunes en todo tipo de rocas, tienen longitudes en escalas de nanómetros a milímetros. Debido a su escala, pueden mejorar la permeabilidad de los bloques de matriz.

b. Fracturas: Tienen longitudes entre de entre milímetros a metros. Dependiendo del grado de comunicación que tengan pueden tener un impacto en el comportamiento de flujo de los fluidos.
   Pueden encontrarse como fracturas independientes en superficies extensas (fracturas difusas) o como grupos compactos de fracturas (clusters) en los que estas se alinean en el mismo sentido y pueden llegar a contribuir con permeabilidades del orden de Darcys, se extienden por metros o cientos de metros de longitud.
c. Juntas: Son fracturas que no tienen desplazamiento de corte y están asociadas a áreas con esfuerzos de extensión. Tienen longitudes similares a las de las fracturas difusas. Se encontrarán abiertas o selladas dependiendo de los esfuerzos tectónicos regionales.
d. Fallas: Por definición, son fracturas a gran escala en una roca donde los bloques se han movido uno con respecto al otro. Si bien, sus longitudes están en el orden de los cientos de metros, no es muy frecuente que aporten un cambio en la permeabilidad a los yacimientos ya que normalmente se encuentran lejos de las acumulaciones de hidrocarburos.

1.3 Propiedades de las fracturas.

Un yacimiento fracturado puede estudiarse como un sistema doble; matriz y fracturas. Estas últimas tienen propiedades independientes de la matriz de roca que deben ser caracterizadas con el fin de tener una mejor aproximación del sistema matriz-fracturas. Con el propósito de diseñar un modelo de simulación de un medio fracturado de manera confiable es necesario conocer las propiedades petrofísicas de la red de fracturas; como sus dimensiones espaciales (figura 1.2), porosidad, permeabilidad, tamaño, longitud, apertura y densidad de fracturamiento. [5,6]

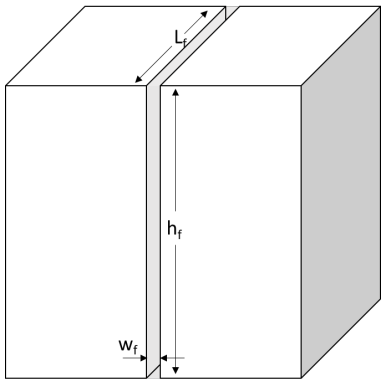


Figura 1.2 Modelo tridimensional representativo de un bloque de matriz con una fractura axial, donde L_f es la longitud de la fractura, h_f es el espesor de la fractura y w_f es la apertura. Modificado de Tiab (2016)[2]

Apertura

Corresponde a la separación que existe entre los dos bloques de matriz de roca que componen a la fractura. Sus valores promedio se encuentra entre 1 micrómetro a 1,000 micrómetros

(0.001 mm a 1 mm), pero los valores más comúnmente encontrados varían entre 10 micrómetros a 40 micrómetros (Tian, 2021).[7] En una fractura la apertura no se mantiene constante en toda la superficie ya que existen factores como los esfuerzos, las propiedades petrofísicas de la matriz de roca e incluso el ambiente de depósito de los sedimentos, de los que dependerá la apertura. [4]

Espaciamiento

Es la distancia promedio entre planos de fracturas en una longitud determinada. En términos más simples, la distancia entre fracturas. [3]

Rugosidad

Describe al conjunto de irregularidades que tiene una superficie. Es importante definir la rugosidad de fracturas en una roca debido a que es una variable de la que dependerá la apertura de fractura. Las unidades para reportar esta propiedad son de longitud, comúnmente micrómetros. [1]

Densidad de fracturas

Indica el grado de fracturamiento de una roca y se define como el número de fracturas por unidad de longitud. [3]

Porosidad de fractura

En general, la porosidad de una roca se define como el porcentaje de volumen vacío y se calcula como la razón del volumen poroso (volumen vacío) entre el volumen total de la matriz de roca (ecuación 1.1).[1]

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (1.1)$$

Donde Φ es la porosidad expresada en porcentaje, V_p el volumen poroso o volumen vacío de la roca, V_t el volumen total de la matriz de roca.

La porosidad se puede clasificar, de acuerdo con su origen, en porosidad primaria y secundaria.

Porosidad primaria

La porosidad primaria es aquella que la roca adquiere durante la depositación de los sedimentos, por lo que es una propiedad intrínseca de la roca. Este tipo de porosidad depende principalmente del ambiente de depósito, del tipo de sedimentos, del grado de cementación de la roca, del grado de interconexión de los espacios vacíos y de la distribución de los poros o el tipo de empaque de la roca sedimentaria.[1]

En la figura 1.3, se muestran dos modelos propuestos por Graton-Fraser (1935), los cuales consideran una roca con empaque cúbico (A) con una porosidad determinada geométricamente igual a 47.6% y una roca con empaque romboédrico (B) con una porosidad igual al 25.96 %. Los modelos se componen de esferas distribuidas espacialmente e inscritas dentro de paralelepípedos.[1]

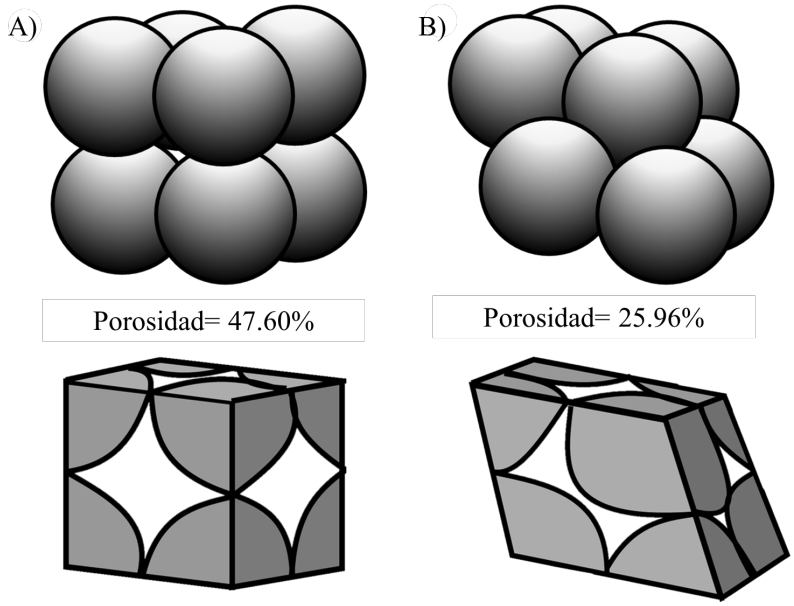


Figura 1.3 Modelos de esferas de Graton-Fraser. A) modelo de empaque cúbico. B) modelo de empaque romboédrico. Tomado de Fraser & Graton 1935.[1]

La porosidad para estos modelos teóricos se calcula por definición como se muestra en la ecuación 1.2.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_m} = \frac{V_m - V_{esferas}}{V_m} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (1.2)$$

Donde $V_{esferas}$ es el volumen de las esferas.

De manera teórica, se considera que la porosidad primaria máxima de un medio poroso será la determinada para el sistema cúbico, ya que es el modelo donde el volumen vacío se maximiza. Sin embargo, en una roca las porosidades primarias son menores que los valores teóricos debido a procesos de cementación de los granos, irregularidades de los sedimentos o por el relleno de materiales de menor tamaño (arcillas) dentro del medio poroso.[1]

Porosidad secundaria

La porosidad secundaria, también llamada porosidad inducida es el resultado de procesos geológicos, como disolución, recristalización, dolomitización y fracturamiento. Los cuales ocurrieron posteriores a la depositación de los sedimentos.[1]

La *porosidad de fractura* es un tipo de porosidad secundaria producida por el fracturamiento de la roca, ocasionado por los esfuerzos a los que esta se encuentra sometida y al grado de ductilidad o fragilidad de la roca. El volumen de la fractura por sí solo es muy pequeño en comparación con el de la matriz de roca, sin embargo, si se suma la porosidad que puede aportar toda la red de fracturas el volumen puede ser significante.[1]

El aporte de la porosidad de fractura al sistema matriz-fractura puede ser entre el 0.1 % al 5 %, dependiendo del grado de disolución que presente la matriz de roca, de la apertura de las fracturas y el espaciamiento entre estas.[1] Cabe mencionar que la porosidad por fracturamiento

es dependiente de la escala, por lo que si se considera la porosidad específicamente de una fractura el valor será muy cercano al 100%. [1,6]

Permeabilidad de fractura

La permeabilidad es una propiedad de los medios porosos que se define como la capacidad que tiene este de transmitir fluidos. En el caso de yacimientos fracturados los fluidos pueden moverse a través de los poros de la matriz de roca (permeabilidad primaria) o a través de las fracturas y vúgulos (permeabilidad secundaria).[1]

La permeabilidad primaria se refiere a la que tiene la matriz de roca y se evalúa a través de la ley de permeabilidad de Darcy (ecuación 1.3), la cual considera régimen de flujo estacionario, flujo horizontal, flujo laminar, condiciones isotérmicas, viscosidad constante y que el fluido se encuentra saturando al 100% los poros de la roca.[1]

$$v = -\frac{K}{\mu}\frac{dp}{dl} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (1.3)$$

Donde v es la velocidad del fluido en $\frac{cm}{s}$, μ es la viscosidad del fluido en cP, $\frac{dp}{dl}$ es el gradiente de presión en dirección del flujo en $\frac{atm}{cm}$ y K es la permeabilidad de la roca en $darcy$s.

Por otro lado, la permeabilidad secundaria es aquella obtenida en un tiempo posterior a la generación de la roca por procesos geológicos como la disolución por la percolación de aguas ácidas (con valores de pH menores al del agua congénita), o por fracturamiento debido a los esfuerzos.[1]

En general, en un yacimiento fracturado el mayor aporte de la permeabilidad se da por las fracturas abiertas ya que crean canales preferenciales de flujo. La permeabilidad de estos canales conductivos puede calcularse por una combinación de la ecuación de Darcy (flujo de fluidos en medios porosos) y la ecuación de Hagen-Poiseuille (flujo de fluidos en tuberías) (ecuación 1.4).[2]

$$k_f = \frac{n h_f w_f^3}{12A} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (1.4)$$

Donde k_f es la permeabilidad de la fractura, n es el número de fracturas, h_f es la altura de la fractura, w_f es la apertura de la fractura y A es el área transversal.[2]

Cabe mencionar que la permeabilidad de una fractura llega a tener valores de varios órdenes de magnitud por arriba de los valores que usualmente se manejan para la matriz de roca. Un ejemplo de lo anterior es que la permeabilidad de una fractura con apertura de 0.01 pulgadas tiene un valor de 5,400 Darcys. Estos valores tan altos de permeabilidad evidencian la importancia que tienen las fracturas en la producción de yacimientos petroleros que de no contar con estos canales de flujo no serían comercialmente atractivos, incluso teniendo volúmenes altos de hidrocarburos.[1,2]

Morfología

Se refiere a la forma de la fractura con respecto a su apertura. La permeabilidad de fractura se verá beneficiada o perjudicada dependiendo de la morfología y tipo. La fractura puede estar abierta, cerrada o parcialmente abierta, y esta condición impactará directamente en el flujo de fluidos en el medio. [2,4]

Fracturas abiertas

Son fracturas que no cuentan con material de relleno, ni minerales sellándolas. Si bien las fracturas tienen una apertura muy pequeña (del tamaño de un poro de roca), incrementan de manera significativa la permeabilidad en dirección paralela a la trayectoria de la fractura, mientras que tienen un efecto despreciable sobre la permeabilidad en la dirección perpendicular a la fractura. La capacidad de almacenamiento de fluidos (porosidad) de una fractura es muy pequeña comparado con la de la matriz, usualmente menor a 1 %.[1]

Fracturas deformadas

Generadas debido a los esfuerzos y al desplazamiento de los bloques de la roca. El primer tipo de estas fracturas tiene origen por el pulido de la roca, lo cual incrementa considerablemente la permeabilidad en la misma dirección de la fractura, sin embargo, también se reduce con la misma proporción en sentido perpendicular, generando una fuerte anisotropía en el medio poroso.[1]

Por otro lado, el segundo tipo de fracturas por deformación se producen debido a que los esfuerzos de corte en la roca generan material de molienda que rellena la fractura, lo cual hace que se reduzca la permeabilidad. [1]

Fracturas rellenas con minerales

Se encuentran total o parcialmente selladas por minerales originados por un proceso de mineralización secundaria, usualmente por calcita o cuarzo.[1]

El efecto de los minerales de relleno puede ser benéfico o perjudicial para la explotación de yacimientos con este tipo de fracturas. Tienen un efecto negativo cuando la fractura se encuentra totalmente sellada por lo que forman una barrera impermeable para el flujo, mientras que, se puede obtener un beneficio cuando la fractura está parcialmente sellada y los minerales de relleno sirven como un material apuntalante que no permite que la fractura se cierre cuando el yacimiento se encuentra en la etapa de explotación.[1]

Fracturas vugulares

Tienen origen debido a la disolución de las rocas por aguas con valores de pH bajos (ácidos), estas aguas percolan a través de las fracturas, disolviendo las rocas. Cuando hay presencia de este tipo de fracturas es probable que se tengan permeabilidades y porosidades altas debido a que la forma circular de los cuerpos vugulares no permite que las fracturas se cierren cuando el yacimiento comienza a depresionarse.[1]

1.4 Efecto de las fracturas en yacimientos

Las fracturas desempeñan un papel importante en el comportamiento del flujo de fluidos dentro de un yacimiento. Su presencia puede resultar favorable al proporcionar trayectorias de alta conductividad que facilitan la producción de hidrocarburos; sin embargo, también pueden generar efectos adversos, como la canalización de agua o la formación de barreras al flujo cuando se encuentran selladas. Por lo tanto, es fundamental comprender la influencia de las fracturas sobre el flujo y su impacto en la producción de fluidos del yacimiento.[1]

La Figura 1.4 muestra algunos efectos que pueden tener las fracturas sobre el flujo de fluidos hacia un pozo productor. En el caso A, una fractura abierta puede ser benéfica debido a que actúa como un canal de alta conductividad que permite el flujo de aceite desde la matriz de roca hacia el pozo, incrementando la productividad del yacimiento. En contraste, el caso B representa una situación desfavorable donde la fractura establece una conexión hidráulica con un acuífero, favoreciendo la canalización de agua hacia el pozo productor. Esto ocasiona una producción excesiva de agua y disminuye la eficiencia de recuperación del aceite al dejar zonas de la matriz rocosa sin ser barridas adecuadamente. Finalmente, el caso C muestra un escenario donde las fracturas pueden comportarse como barreras al flujo debido a procesos de sellamiento natural, impidiendo la comunicación entre distintas zonas del yacimiento y dejando volúmenes de aceite atrapado que no pueden ser recuperados mediante métodos convencionales.

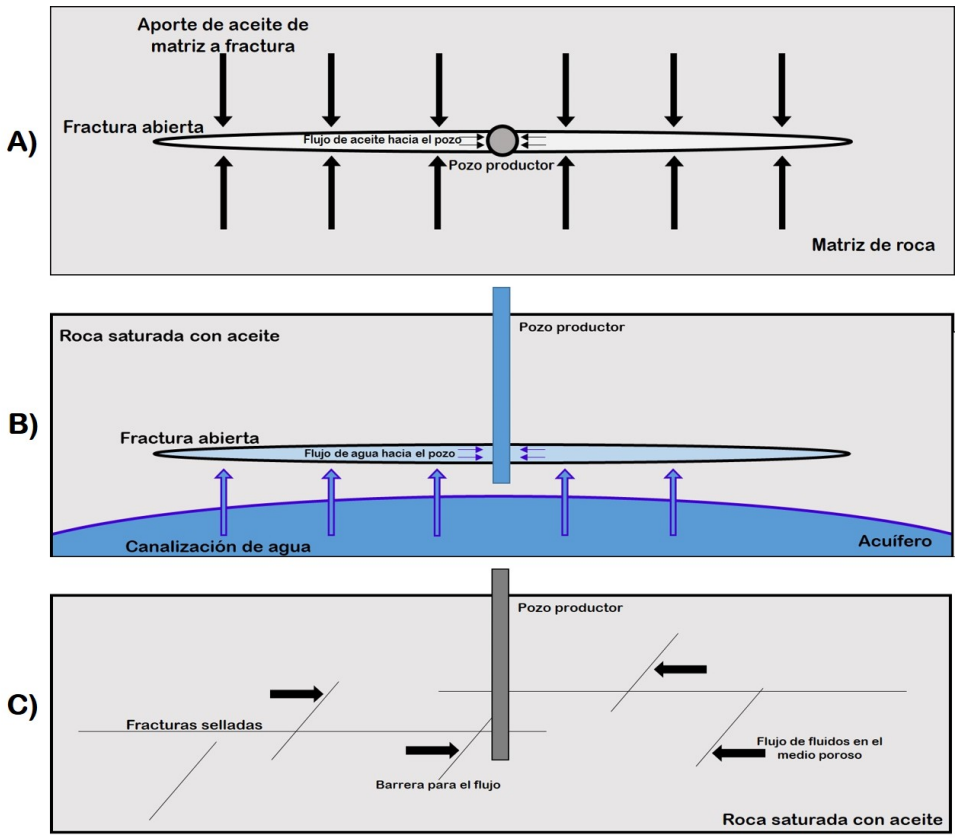


Figura 1.4 Efecto de las fracturas en el flujo de fluidos hacia un pozo productor.

En yacimientos fracturados, la producción excesiva de agua es un problema grave ya que disminuye el volumen de aceite recuperado. Las fracturas funcionan como canales por los que, tanto el agua congénita como agua de inyección, fluye más fácilmente hacia pozos productores, dejando zonas del yacimiento con volúmenes de aceite remanente que no es posible extraer por los métodos convencionales o métodos de recuperación secundaria.[8]

Para mejorar el factor de recuperación, es necesario implementar tecnologías que permitan el bloqueo controlar el flujo preferencial del agua y aumentar la eficiencia de barrido del aceite remanente en la matriz.[8] En el caso de yacimientos fracturados con inyección de químicos como método de recuperación mejorada, realizar el bloqueo de los canales conductivos es crucial, ya que de no ser así los productos químicos inyectados en el yacimiento no tendrán ningún efecto.[8]

Entre estas tecnologías se encuentran los diversificadores de flujo[9], los cuales son descrito con mayor detalle en el Capítulo 2, Diversificadores de flujo.

2 DIVERSIFICADORES DE FLUJO

La producción de agua en pozos petroleros representa actualmente un desafío significativo para la industria, ya que implica un alto consumo de recursos económicos debido al costo asociado con el tratamiento del agua producida.[10] Los diversificadores de flujo son un método químico de recuperación mejorada (*EOR, Enhanced Oil Recovery*) utilizados en yacimientos con pozos con alto corte de agua, ya sea por la inyección de esta para el mantenimiento de la presión o en yacimientos fracturados con problemas de conificación.[11]

El objetivo de esta tecnología es la reducción de la heterogeneidad en la permeabilidad del medio a través del bloqueo de los canales preferenciales de flujo (fracturas) de la roca, además del desvío (o diversificación) del flujo de agua hacia la matriz, para que de esta manera el aceite entrampado en los poros de la matriz de roca pueda ser barrido y eventualmente producido a través de un pozo, como se esquematiza en la figura 2.1.[12, 13]

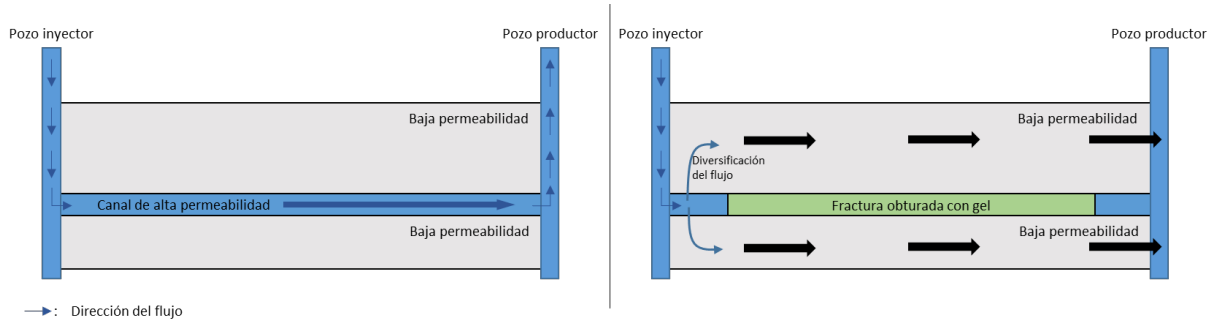


Figura 2.1. Tratamiento con diversificadores de flujo en zona heterogénea, modificado de Bai (2010)[13].

De acuerdo con Sagbana (2021), es fundamental distinguir entre el tratamiento de yacimientos mediante geles poliméricos y la inyección de polímeros, ya que ambos son considerados métodos de recuperación mejorada. La inyección de polímeros se emplea para reducir la movilidad del agua de inyección mediante el aumento de su viscosidad, mientras que los geles poliméricos, también conocidos como diversificadores de flujo, se utilizan en yacimientos con zonas heterogéneas de muy alta permeabilidad, como en el caso de formaciones fracturadas.[14]

El uso de diversificadores de flujo fue propuesto desde la década de 1960; sin embargo, no fue sino hasta principios de los años 2000 que comenzaron a ganar popularidad.[12] En campos petroleros de China se observó que con la inyección de geles en yacimientos fracturados con alta producción de agua se lograba reducir el corte de agua y aumentar el factor de recuperación de aceite [10]. Este tipo de tratamiento resulta exitoso en yacimientos con dichas características, ya que los geles actúan mediante un mecanismo que restringe el flujo de fluidos al formar una barrera prácticamente impermeable.[14]

Existen dos principales diversificadores de flujo; geles *In-Situ* y geles de partículas preformadas o *PPGs* (*Preformed Particle Gel*) por sus siglas en inglés.[14]

2.1 Geles *In-Situ*

El tratamiento para el control de la producción de agua con geles *In-Situ* en yacimientos fracturados consiste en la inyección de un bache de solución polimérica a la zona de alta permeabilidad (*thief zone*) que se gelifica y genera una barrera impermeable dentro de las fracturas.[14] La implementación de esta tecnología en campo se puede resumir en las siguientes etapas:

1. *Diseño de la inyección de la solución.*

Previo a la inyección de la solución polimérica el tamaño del bache es diseñado mediante simulación numérica tomando en cuenta información petrofísica del yacimiento, además de propiedades de la solución como viscosidad, densidad y tiempo de gelación.[14]

2. *Inyección de la solución polimérica.*

Los polímeros más comúnmente utilizados son polímeros sintéticos como la poliacrilamida, que se inyecta hidratada al yacimiento junto con entrecruzantes de cromo o aluminio. Aunque también se ha reportado el uso de biopolímeros como las gomas Xantana o Guar.[14]

Durante la etapa de inyección al yacimiento, la solución polimérica y de entrecruzante tiene una viscosidad similar a la del agua, por lo que pueden invadir fácilmente las zonas de alta conductividad hidráulica.[14]

Posterior a la inyección del bache de solución polimérica es necesario inyectar un volumen de agua detrás del gel para asegurar su colocación en la fractura, de acuerdo con el diseño obtenido de la simulación.[14]

3. *Cierre del pozo durante el tiempo de gelación.*

Debido a la alta temperatura de los yacimientos se lleva cabo una reacción de polimerización en cadena en la que, gracias al entrecruzante, los polímeros en solución en el agua se unen formando un sistema gelante. El pozo se cierra durante un tiempo (normalmente pocos días) con el fin de que la solución polimérica se gelifique en la zona deseada y se genere la barrera impermeable dentro de las fracturas del yacimiento.[14]

4. *Inyección de agua*

En este punto el gel se encuentra colocado en las zonas de alta permeabilidad y se inyecta agua, la cual será desviada hacia la matriz de roca para promover el movimiento del aceite remanente en los poros.[14]

Cabe mencionar que las propiedades del gel dependerán del tipo, composición y concentración del gelante y del entrecruzante, así como la salinidad del agua inyectada.[14]

El primer registro de la implementación de geles in situ como tratamiento para el control de la producción de agua en yacimientos petroleros data de finales de la década de 1950, cuando la compañía Halliburton introdujo esta tecnología. Posteriormente, durante la década de 1970, ConocoPhillips implementó tratamientos con geles in situ en yacimientos con altos cortes de agua y presencia de zonas de alta conductividad, consolidando su aplicación. [14]

Con el objetivo de documentar la experiencia adquirida en la aplicación de geles in situ para el control de la producción de agua, la tabla 2.1 presenta una recopilación de casos representativos de implementación a nivel de campo reportados en la literatura. Para cada caso se incluyen el nombre del campo, las principales características del yacimiento, la problemática existente antes del tratamiento, los aspectos más relevantes del diseño de la inyección de gel y los resultados obtenidos del tratamiento. En conjunto, estos casos evidencian que la tecnología ha sido aplicada exitosamente en una amplia variedad de condiciones de operación, demostrando su capacidad para reducir la producción de agua.[15]

Tabla 2.1 Resumen de casos de aplicación de Gel In-Situ a escala de campo. Modificado de Amir y colaboradores (2018)

Nombre del campo	**Condiciones de yacimiento**	**Estado previo a la implementación**	**Características del tratamiento con Gel In-Situ**	**Resultados del tratamiento**
Meleiha (Egipto)	T=93 °C	Producción de aceite de 1,900 BPD	Volumen inyectado de gelante de 20 bbl	Incremento en presión en cabeza de pozo inyector de 580 psi. Corte de agua del 0 %
	Arenisca	Corte de agua del 30 %	Tiempo de gelación: 8 h Tiempo de cierre de pozo: 48 h	
Saqqara (Egipto)	T=140 °C	Producción continua del campo desde 2008	Bombeo de gelante para aislar zona de alta permeabilidad	Los estudios de productividad de pozos muestran que el tratamiento es exitoso y las zonas con alto aporte de agua fueron aisladas
	Arenisca	Corte de agua promedio mayor al 95% Zona con mayor aporte de fluido en un intervalo de 10 m que aportan el 74% del volumen del pozo con un corte de agua de 99 %	Gel formado con ventana de operación de 160°C y 2,500 psi	
Spraberry (Texas)	Permian Basin	Alto corte de agua	Inyección de 30 bbl de gelante	Reducción del volumen de agua producido
	T=60°C		Tiempo de bombeo de 30 min	Tratamiento "water shut off" exitoso
	Areniscas		Tiempo de cierre del pozo de 4 días	
Zatchi (Congo)	T=45 °C	Producción de agua casi total con corte de agua cercano al 100 %	Inyección de 26 bbl de gelante	Reducción del corte de agua de 94% a 27%
	K=50 mD Arenisca fracturada	Mala cimentación de tubería de producción	Tiempo de cierre de pozo de 12 h	Producción de aceite de 264 BPD

Tabla 2.1 Resumen de casos de aplicación de Gel In-Situ a escala de campo. Modificado de Amir y colaboradores (2018). Continuación

Nombre del campo	**Condiciones de yacimiento**	**Estado previo a la implementación**	**Características del tratamiento con Gel In-Situ**	**Resultados del tratamiento**
Caan (Golfo de México)	T=143 °C	Corte de agua promedio en el pozo de 57 %	Inyección de bache espaciador de agua de mar de 377 bbl	Corte de agua menor al 1%
	Permeabilidad entre 100 a 3,000 mD	Conificación de agua por contacto agua-aceite cercano al pozo	Inyección de gelante de 201 bbl para una penetración de 3 m	El corte de agua se mantiene durante al menos un año de operación posterior al tratsmiento
	Brecha dolomítica con vúgulos		Tiempo de cierre del pozo de 12 h.	
Ga (India)	T=130°C	Corte de agua varibale entre 15 y 95 %	16 m^3 de gelante inyectado	Reducción del corte de agua del 100% a 48%
	Muy baja permeabilidad	Irrupción de agua de inyección		
	Arenisca consolidada			

2.2 *PPG*

El *PPG* es un polímero que se sintetiza a partir de monómeros (principalmente acrilamida), un entrecruzante, aditivos que lo hacen resistente a las condiciones de temperatura y un catalizador. En su estado hidratado, se trata de un gel hidrófilo super absorbente con la capacidad de incrementar su tamaño con respecto del tamaño original hasta 200 veces cuando absorbe salmueras.[11] En la figura 2.2 se presentan fotografías de un gel antes de hincharse y posterior a este proceso.

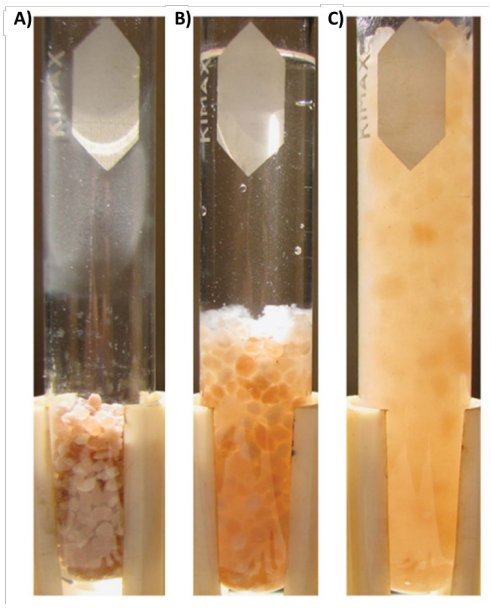


Figura 2.2. Comportamiento del hinchamiento de *PPG* en agua. *PPG* seco (A), *PPG* al inicio del proceso de hinchamiento (B) y *PPG* al final del hinchamiento (C). Recuperado de Duran-Valencia (2014)[16]

A diferencia del gel *In-Situ* que, como lo indica su nombre, la gelación se realiza en el yacimiento, la síntesis del *PPG* se realiza en superficie y se inyecta como una suspensión de partículas de gel en agua.[10]

La síntesis del *PPG* se puede realizar mediante dos metodologías. El primer método involucra la formación de las partículas de gel por reacción química en el que se generan grupos de gel (clusters) por polimerización en agua, que posteriormente tienen que pasar por procesos de corte, secado y tamizado para obtener partículas sólidas. Este proceso es el más simple y el que se detalla más adelante en este trabajo. El segundo método es a través de la polimerización por emulsión inversa, por el cual se obtiene *PPG* con menores tamaños de partícula y una distribución de tamaño más uniforme.

De manera general, la síntesis de *PPG* a través del primer método previo a su inyección en el medio poroso se puede resumir a través de las siguientes cuatro etapas: [10, 14, 16]

1. *Preparación de la disolución. de acrilamida, entrecruzante, catalizador de la reacción y aditivos (si aplica).*[10, 14]

En esta etapa se obtiene una solución madre de monómeros, entrecruzante y catalizadores para que posteriormente, a través de una reacción, se obtenga un gelante. La secuencia en la que los componentes son añadidos a la solución es la siguiente:

- Monómeros; uno de los más utilizados es la acrilamida.
- Agente entrecruzante
- Catalizador de la reacción.

En esta etapa la solución se mantiene en dispersión.

2. *Polimerización*[10, 14]

La reacción de polimerización exotérmica comienza inmediatamente después de que el catalizador es añadido a la mezcla. Los monómeros se polimerizan formando un gel hidratado.

3. *Corte y deshidratación* [10, 14]

En esta etapa el gel se corta en partes más pequeñas y es deshidratado a temperaturas de alrededor de 70 °C durante al menos 24 horas.

4. *Molienda y tamizado* [10, 14]

El gel deshidratado se muele y tamiza para obtener partículas más pequeñas del orden de micrómetros o incluso milímetros, dependiendo de su aplicación y los requerimientos en campo.

Finalmente, las partículas de gel se colocan en las zonas de alta permeabilidad en forma de suspensión en agua a través de pozos inyectores.

Cabe mencionar que las propiedades del gel de partículas dependerán de la composición de la solución, de la concentración de monómeros y entrecruzante, de la salinidad del agua utilizada para su hinchamiento, de la temperatura, presión e incluso el gasto de bombeo al que son inyectadas al yacimiento. Estos parámetros tienen un efecto en la rigidez, la capacidad de hinchamiento y propiedades elásticas como el módulo de Young.

Con el fin de mostrar el grado de desarrollo y la experiencia acumulada en la aplicación PPG, en la Tabla 2.2 presenta una recopilación de casos de implementación a nivel de campo reportados principalmente en yacimientos petroleros de China. Para cada caso se resumen el nombre del campo, las condiciones del yacimiento, el estado del yacimiento previo a la implementación del tratamiento, las características del tratamiento con PPG y los resultados obtenidos. En conjunto, estos casos muestran que el PPG ha sido aplicado exitosamente en una amplia variedad de condiciones de operación, constituyendo una tecnología con un importante respaldo a nivel de campo para el control de altos cortes de agua.[17]

Tabla 2.2 Resumen de casos de aplicación de PPG a escala de campo. Modificado de Esfahlan y colaboradores (2021)

Nombre del campo	**Condiciones de yacimiento**	**Estado previo a la implementación**	**Características del tratamiento con PPG**	**Resultados del tratamiento**
Zhongyuan	T=107 °C K=121 mD Arenisca	Inyección continua de agua desde 1979	Inyección alternada de 6,800 m3 de suspensión de PPG y agua	Incremento en presión en cabeza de pozo inyector de 580 psi.
		Pozos inyectores y productores conectados hidráulicamente	Inyección durante 10 meses	Disminución de corte de agua de 80% a 70%
		Corte de agua mayor al 85%	Concentración de 3,000 ppm	
Daqing	T=45 °C K=1,200 mD Arenisca fracturada	Inyección de polímero	Inyección continua de suspensión de PPG	Incremento en presión en cabeza de pozo inyector de 1,600 psi.
		Corte de agua mayor al 90%	Tamaño de partículas de 5 mm	Disminución de corte de agua de 90% a 82%
			Concentración de 1 wt%	
Shengli	T=80 °C K= de 2,000 a 6,000 mD Arenisca no consolidada	Corte de agua mayor al 90%	Inyección continua de suspensión de PPG durante 6 horas	Disminución de corte de agua despreciable
			Concentración de 5 a 10 wt%	Incremento de la eficiencia de barrido en la capa de baja permeabilidad
				Taponamiento de la zona de alta conductividad

Tabla 2.2 Resumen de casos de aplicación de PPG a escala de campo. Modificado de Esfahlan y colaboradores (2021). Continuación

Nombre del campo	Condiciones de yacimiento	Estado previo a la implementación	Características del tratamiento con PPG	Resultados del tratamiento
Daqing	T=45 °C K=50 mD Arenisca fracturada	Inyección continua de agua Yacimiento con más de 30 años de producción	Inyección alternada de 56,268 m3 de suspensión de PPG y agua	Incremento de la presión en cabeza de pozo inyector de 465 psi
		Corte de agua de 95.4%	Inyección durante 5 meses	Reducción del corte de agua en 0.94%
		Producción de aceite de 187 t/día	Concentración de 1,900 a 2,600 ppm	Incremento de la producción de aceite de 35 t/day
Zhongyuan	T=107 °C K=121 mD Arenisca	Inyección continua de agua desde 1979	Retratamiento	Incremento en la producción de aceite de 150 a 190 t/day.
		Tratamiento con suspensión de PPG a 3,000 ppm	Inyección alternada de 7,400 m3 de suspensión de PPG y agua	

Para complementar la información presentada en la Tabla 2.2, la figura 2.3 muestra la distribución de algunos de los principales yacimientos de China en los que se ha implementado la tecnología PPG. En el diagrama se indica el nombre de cada campo, el número de pozos inyectores tratados, la permeabilidad absoluta característica del yacimiento y el porcentaje de corte de agua reportado antes de la aplicación del tratamiento. En conjunto, estos parámetros permiten visualizar el rango de condiciones de operación en el que la tecnología ha sido empleada y evidencian que su aplicación se concentra en yacimientos maduros con elevados cortes de agua.[18]

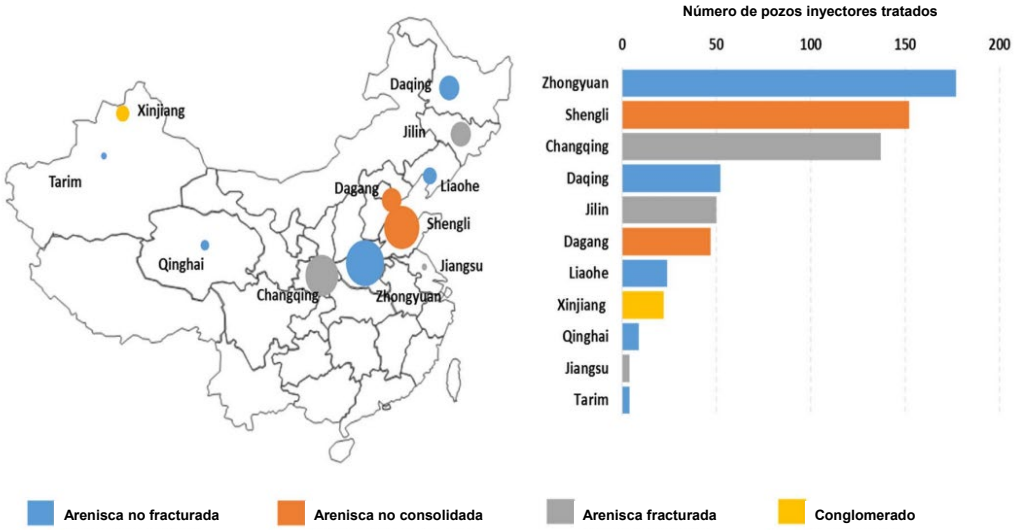


Figura 2.3 Principales campos petroleros de China con la implementación de PPG y sus principales características de operación (el tamaño del círculo en el mapa es proporcional al número de pozos inyectores intervenidos). Recuperado de Bai, 2017.

2.3 Cambio desproporcionado de permeabilidades relativas

El mecanismo por el cual los *PPG* actúan y diversifican el flujo es el cambio desproporcionado de permeabilidad, *DPR*, por sus siglas en inglés (*Disproportionate Permeability Reduction*) el cual es una propiedad que poseen los geles de reducir la permeabilidad relativa al agua en una proporción mucho mayor en comparación con la reducción de la permeabilidad relativa al aceite, debido a su naturaleza hidrófila.[19]

Para caracterizar de manera cuantitativa el cambio desproporcionado de permeabilidades se hace uso del factor de resistencia residual, el cual se define matemáticamente como la relación de permeabilidad efectiva del fluido antes de la colocación del gel, dividida entre la permeabilidad efectiva de ese fluido posterior a la colocación del gel y expresa cuantitativamente la reducción de la permeabilidad efectiva del fluido por la presencia del *PPG* (ecuaciones 2.1 y 2.2).

$$FRR_w = \frac{k_{w_i}}{k_{w_a}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (2.1)$$

$$FRR_o = \frac{k_{o_i}}{k_{o_a}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (2.2)$$

Donde FRR es el factor de resistencia residual, k la permeabilidad efectiva, el subíndice i es utilizado para la permeabilidad efectiva antes de la colocación del *PPG*, el subíndice a para la permeabilidad efectiva después del *PPG* y los subíndices w y o son utilizados para agua y aceite, respectivamente.

De acuerdo con Prado (2009) el parámetro sigma (σ) resulta útil para validar el bloqueo selectivo del *PPG*, y este se define conforme a la ecuación 2.3.[19]

$$\sigma = \frac{1}{FRR_o} - \frac{1}{FRR_w} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (2.3)$$

Acoplando las ecuaciones 2.1 y 2.2 con la 2.3, se obtiene la ecuación 2.4.

$$\sigma = \frac{k_{o_a}}{k_{o_i}} - \frac{k_{w_a}}{k_{w_i}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (2.4)$$

Donde:

- $\sigma = 0$ indica que las permeabilidades efectivas del aceite y del agua se redujeron en la misma proporción después de la colocación del gel.
- $\sigma = 1$ representa un caso óptimo hipotético en el que la permeabilidad efectiva al aceite se mantuvo prácticamente constante, mientras que la del agua se reduce considerablemente.

Este comportamiento puede representarse como:

$$\sigma = \begin{cases} 0 \rightarrow \dfrac{k_{o_a}}{k_{o_i}} = \dfrac{k_{w_a}}{k_{w_i}} \\ 1 \rightarrow \dfrac{k_{o_a}}{k_{o_i}} = 1, \quad \dfrac{k_{w_a}}{k_{w_i}} = 0 \end{cases}$$

A nivel experimental, los valores que toma este indicador varían típicamente entre 0.05 a 0.8 y dependen del tipo de gel, la mojabilidad de la roca, la viscosidad del aceite, etcétera.[19]

2.3.1 Mecanismos de la reducción de la permeabilidad.

La reducción desproporcionada de las permeabilidades relativas al agua y al aceite se asocia principalmente con dos fenómenos:

1. *Caminos segregados para el flujo de aceite y agua*

Esta teoría menciona que las partículas de gel fluyen preferencialmente por zonas ocupadas por agua debido a su afinidad por lo que reducen la permeabilidad relativa al agua en una mayor proporción que la del aceite. Las fracturas y vúgulos suelen estar predominantemente saturados con agua, por lo que son las principales zonas de acción del *PPG*.[19]

Por el contrario, las zonas con mayor saturación de aceite, como la matriz de roca, no son afectadas por el bloqueo, ya que las partículas de *PPG* tienden a permanecer hidratadas en medio acuosos, permitiendo que la fase oleosa continúe fluyendo.[19]

2. *Deformación y deshidratación del gel.*

Este mecanismo se basa en la capacidad del aceite para abrir canales a través del gel hinchado con agua, mediante procesos de deformación y/o deshidratación del gel. La fase oleosa, al tener propiedades distintas a las del agua, puede movilizar o empujar parcialmente el gel, creando rutas de flujo que permiten su paso.[19]

La reducción desproporcionada de permeabilidad relativa observada en los tratamientos con *PPG* se atribuye a la combinación de ambos mecanismos, que actúan de forma sinérgica para reducir selectivamente el flujo de agua sin impedir significativamente el flujo de aceite.[19]

2.4 Comparación del *PPG* y Gel *In-Situ*.

Como ya se revisó, ambos diversificadores actúan bajo un principio similar, el cual es el taponamiento de canales de alta permeabilidad, sin embargo, cada tecnología tiene características específicas que resultan más o menos óptimas para su aplicación en yacimientos petroleros. En la tabla 2.1 se presenta una comparación entre el gel *In-Situ* y el gel de partículas preformadas *PPG*. [13]

Tabla 2.3 Comparativa entre el *PPG* y Gel *In-Situ*. Modificado de Bai (2010).[13]

Propiedad	*PPG*	Gel *In-Situ*
Presentación de la sustancia inyectada	Partículas de gel inyectadas en suspensión en el agua.	Disolución de polímeros, entrecruzante y aditivos.
Concentraciones típicas	1000 - 5000 mg/L	800 - 2000 mg/L
Reacción química	Sin reacciones durante la inyección.	Polimerización del gel a condiciones de yacimiento.
Sensible a otros compuestos	No hay reacción durante la inyección.	Es afectado por sales en el agua y ácido sulfhídrico.
Viscosidad	Similar a la del agua de inyección; constante	Aumenta progresivamente durante la gelación
Resistencia térmica	Hasta aproximadamente 120 °C	Comúnmente menor a 90 °C (dependiente del tipo de polímero)
Respuesta a la salinidad	Bajo; las partículas hidratadas difícilmente penetran la matriz	Alto; puede gelificar en zonas de baja permeabilidad y causar daño
Riesgo de daño a la formación	Las partículas se colocan en su forma hidratada por lo que difícilmente penetrarán en los poros de la roca.	La disolución puede a penetrar en zonas de baja permeabilidad y gelificar en los poros de la roca.
Agua utilizada	Agua de formación, agua tratada, etc.	Requiere agua dulce
Programa de inyección	En baches. Alternando agua y suspensión de *PPG*	Inyección de la solución gelante constante
Equipo superficial	Generadores eléctricos Bombas Tanques de mezclado	

De acuerdo con Bai (2010), los tratamientos con *PPG* presentan ventajas superiores frente a los geles *In-Situ*. Su naturaleza hidrófila permite que el *PPG* retenga preferentemente la fase acuosa, mientras que el gel *In-Situ* puede producir un bloqueo total de los canales de alta permeabilidad, afectando también la fase oleosa. Otra ventaja significativa del *PPG* es que, al ser preformado en superficie, se puede tener un mayor control sobre el tamaño, dureza y tiempo de hinchamiento de las partículas, lo cual permite optimizar su colocación en zonas deseadas del yacimiento. En cambio, en los geles *In-Situ* existe mayor incertidumbre sobre la ubicación final del taponamiento, aun cuando el diseño del tratamiento haya sido cuidadoso.[13]

Asimismo, es fundamental analizar el comportamiento general de las curvas de permeabilidad relativa (k_r) con y sin la presencia del *PPG*, ya que este parámetro representa el principal mecanismo mediante el cual las partículas de gel restringen el flujo de agua por los canales conductivos, redirigiéndolo hacia la matriz de roca.[20] En el Capítulo 3. Permeabilidades relativas, se introduce esta propiedad, se presentan métodos para su determinación a escala de laboratorio y se analiza el efecto del *PPG* sobre estas curvas.

3 PERMEABILIDADES RELATIVAS [4, 21]

Como se definió en el capítulo 1, la permeabilidad absoluta es la capacidad que tiene un medio poroso de transmitir fluidos a través de este y es calculada mediante la ley de Darcy, expresada en la ecuación 3.1.

$$K = \frac{q\ \mu\ L}{A\ \Delta p} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (3.1)$$

Donde K es la permeabilidad absoluta, q es el gasto, μ es la viscosidad, L es la longitud del medio poroso, A es el área transversal y Δp es la diferencia de presión.

La ley de la permeabilidad de Darcy se desarrolló considerando el flujo de una sola fase en un medio poroso, por lo que la permeabilidad absoluta se considera como una propiedad independiente del fluido que se encuentre saturando los poros de la roca y, en general, se atribuye a una propiedad de la roca, sin embargo, en un yacimiento de hidrocarburos se tienen al menos dos fases (agua-aceite, líquido-gas) fluyendo en la roca simultáneamente. Si existe más de una fase en el medio poroso, las permeabilidades asociadas son llamadas efectivas y relativas, las cuales dependen de la saturación de fluidos en la roca.[21]

La permeabilidad efectiva es la asociada específicamente a un fluido en el medio poroso a una saturación dada, es reportada en miliDarcies y su valor máximo teórico es el valor de la permeabilidad absoluta, por lo que la suma de permeabilidades efectivas siempre es menor a la absoluta (ecuación 3.2).

$$k_e = \frac{q_e\ \mu_e\ L}{A\ \Delta p_e} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (3.2)$$

Donde k_e es la permeabilidad efectiva del fluido e, q_e es el gasto del fluido e, y Δp_e es el diferencial de presión debido al fluido e y el subíndice e se refiere al fluido en estudio; w, o, g para agua, aceite o gas, respectivamente.

Por otro lado, la permeabilidad relativa se define matemáticamente como la relación de permeabilidad efectiva entre permeabilidad absoluta (ecuación 3.3), es una propiedad que permite la comparación de las diferentes capacidades de flujo de los fluidos en presencia de otras fases, además es dependiente de la interacción del sistema roca-fluidos, de la distribución de los poros y la mojabilidad del sistema.[21]

$$k_{re} = \frac{k_e}{K} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (3.3)$$

Donde k_{re} es la permeabilidad relativa del fluido e. [21]

La permeabilidad relativa es una propiedad adimensional normalizada entre 0 y 1. En donde el 0 representa que no existe flujo del fluido en el medio poroso, es decir su permeabilidad efectiva es nula ya que el fluido en cuestión permanece inmóvil, y el 1 representa un caso ideal en el que la permeabilidad efectiva tiene el mismo valor que la permeabilidad absoluta.

3.1 Mojabilidad

Es una propiedad de la roca que controla la distribución de los fluidos en el medio poroso, resultante de la interacción del sistema roca-fluidos. Tiene una gran influencia en el comportamiento de las fuerzas capilares en el medio, el comportamiento de las permeabilidades relativas y las saturaciones residuales de los fluidos.[22]

Si bien en un sistema aceite-agua-roca existe una mayor afinidad hacia el agua o al aceite, también puede haber sistemas que presenten mojabilidad neutra, mojabilidad fraccionada o mojabilidad combinada:

1. *Mojabilidad neutra.*

La roca no tiene una preferencia por algún fluido.

2. *Mojabilidad fraccionada*

Presenta los dos tipos principales de mojabilidad en una misma roca en la que áreas específicas (granos, poros o incluso porciones de un mismo grano) tienen mojabilidad hacia el agua, mientras que otras hacia el aceite.

Esto ocurre por la heterogeneidad en la mineralogía de la roca o por ciertas especies encontradas en la fase oleosa (componentes polares como asfaltenos, ácidos y resinas).

3. *Mojabilidad mixta*

Se trata de sistemas que presentan más de una mojabilidad. A diferencia del tipo de mojabilidad fraccionada, en la mixta no se tienen cambios de manera aleatoria y los cambios de mojabilidad se atribuyen a cambios en la composición de los granos de la roca, cambios de facies o fracturamiento localizados.

3.2 Curvas de permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa (k_r) se reporta como una función de la saturación de los fluidos en el medio poroso mediante curvas de k_r, como las mostradas en la figura 3.1.[21]

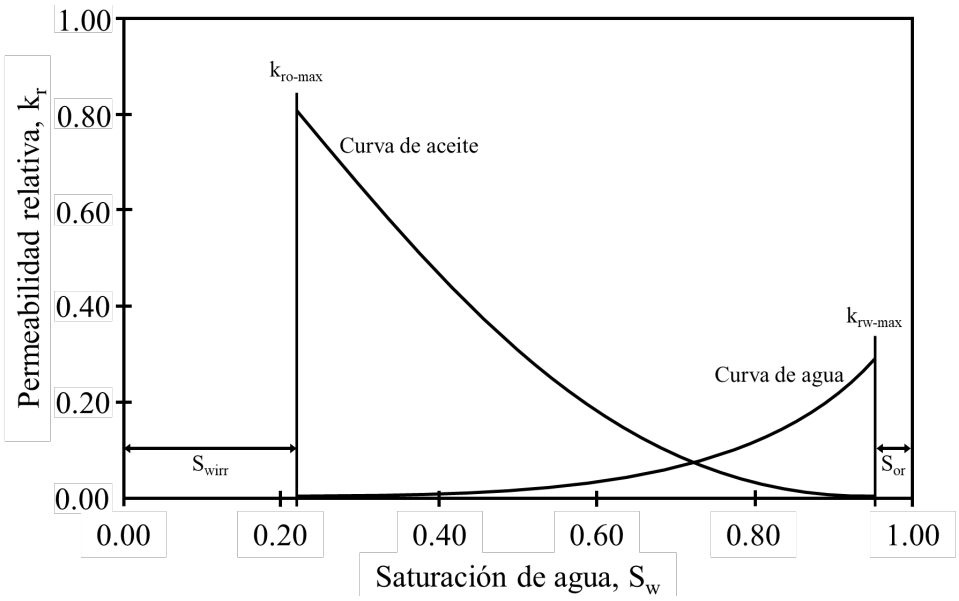


Figura 3.1 Curvas de permeabilidad relativa de un sistema aceite-agua, modificado de SPE (2006).[21]

Los conceptos fundamentales para estudiar las curvas de k_r son:

- *Saturación de agua irreductible, S_{wirr}:*

Se refiere a la saturación mínima a la cual el agua es móvil en el medio. Por debajo de esta saturación el agua no se moverá en los poros de la roca ya que el agua se adherirá a la superficie de los poros de la roca debido a fuerzas de tensión interfacial entre el agua y el aceite y fuerzas de interacción entre los fluidos y la roca, además de que el valor .de permeabilidad efectiva es considerado como $k_w = 0$.[21]

Cabe mencionar que, de acuerdo con Satter y colaboradores (2007), los términos utilizados para referirse a las saturaciones de agua mínimas en un medio poroso no son intercambiables y existen diferencias entre ellos:

Saturación de agua irreductible, S_{wirr}: Es una saturación mínima, ya que a menores saturaciones el agua no fluirá en el medio. El agua se adherirá a la superficie de los poros de la roca debido a fuerzas de tensión interfacial y fuerzas de interacción entre los fluidos y la roca.[23]

Saturación de agua connata, S_{wc}: Es el punto de saturación resultante del tiempo geológico obtenido en el medio poroso durante la formación de las rocas ($S_w = 100\%$) y la posterior migración del aceite, el cual desplaza al agua y reduce su saturación ($20\% < S_w < 30\ \%$).[23]

Saturación de agua intersticial: Se refiere a la saturación de agua a la que se encuentran los poros de la roca, no necesariamente toma el valor de la saturación de agua connata.[23]

- *Saturación de aceite residual, S_{or}:*

Se trata del punto equivalente a S_{wirr} para el caso del aceite, en estas condiciones de saturación el aceite se encuentra inmóvil dentro de los poros de la roca, por lo que no existirá flujo y consecuentemente la permeabilidad efectiva a estas condiciones se considera como $k_o = 0$.[23]

- *$k_{ro\text{-}max}$:*

Es el valor de permeabilidad relativa al aceite a condiciones de saturación de agua irreductible. En esta condición se encuentra solamente fluyendo aceite en la roca.

- *$k_{rw\text{-}max}$:*

Es el valor de permeabilidad relativa al agua a condiciones de saturación de aceite residual. En esta condición se encuentra solamente fluyendo agua en la roca.

La mojabilidad de un medio poroso afecta directamente la forma de las curvas de permeabilidad relativa, ya que de esta depende en gran medida la ubicación, el flujo y la distribución espacial de los fluidos en el medio. Debido a esta dependencia, Craig (1971), propuso intervalos de variación para los parámetros de las k_r que permiten determinar la mojabilidad de una roca, los cuáles expresó en 3 reglas: [24]

Primera regla. Criterio de S_{wirr}.

Para un medio mojado por agua, a la saturación de agua irreductible el agua satura los poros más pequeños y crea una capa de líquido en la superficie de la roca, por lo que la saturación del agua es relativamente alta. [24]

Por otra parte, para un sistema con mojabilidad hacia el aceite, el agua que está saturando los poros de la roca se encuentra como pequeñas gotas entrampadas por fuerzas capilares en el centro de las gargantas de poro, pues en este caso es el aceite el que forma una capa que rodea a los granos de la roca. Por lo que la saturación de agua es relativamente más baja que en un sistema con mojabilidad hacia el agua. [24]

Segunda regla. Saturación en el cruce de las curvas de k_r.

La fase mojante tiene una movilidad relativamente más baja en comparación con la fase no mojante, debido a que la fase mojante se encuentra adherida a las paredes de la roca, mientras que la fase no mojante se encuentra como gotas de manera discreta suspendida en el centro de las gargantas de poros. [24]

Entonces, si se igualan las permeabilidades relativas (cruce de las curvas), la saturación de la fase mojante debe ser mayor a la de la no mojante para compensar este efecto de la movilidad.[24]

Tercera regla. Criterio de k_{rw} a condiciones de S_{or}.

A la saturación de aceite residual (S_{or}), la fase fluyente es el agua. En un sistema con mojabilidad hacia el agua la permeabilidad relativa al agua será menor que en un sistema con mojabilidad hacia el aceite, debido a que la fase agua se encuentra adherida a la superficie de los granos minerales de roca. Mientras que, en el sistema con mojabilidad hacia el aceite, la fase agua puede fluir con mayor facilidad ya que no existe interacción con la roca. [24]

Tabla 3.1 Reglas de mojabilidad de Craig. Modificado de Anderson (1987).[24]

	Mojabilidad al agua	Mojabilidad al aceite
Saturación de agua irreductible	Mayor al 20 %	Menor al 15 % Frecuentemente menor al 10 %
Saturación de agua a la que las permeabilidades relativas al agua y al aceite son iguales	Mayor al 50 %	Menor al 50 %
Permeabilidad relativa al agua a la condición de saturación de aceite residual	Menor a 0.30	Entre 0.50 y 1.00

La representación de las reglas de la mojabilidad de Craig con curvas de permeabilidad relativa se muestra en la figura 3.2. En la que se tiene un comportamiento típico de un medio mojado al agua debido al alto valor de S_{wirr}.

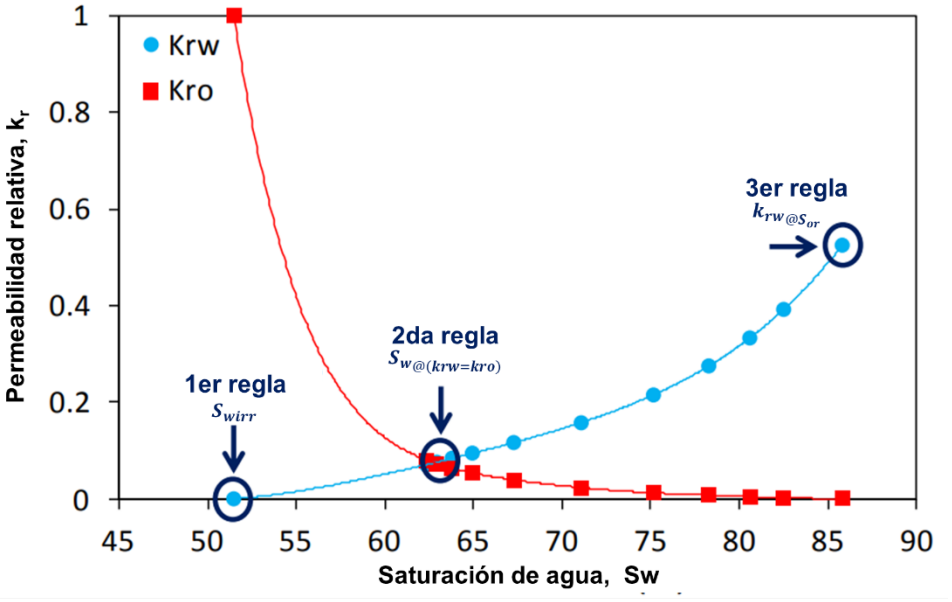


Figura 3.2 Reglas de mojabilidad de Craig de las curvas de permeabilidades relativas, modificado de Abouzar (2021).[25]

Si bien las reglas de mojabilidad de Craig son un indicador de la mojabilidad de una roca, existen excepciones a las reglas, ya que las permeabilidades relativas son dependientes de las

saturaciones iniciales de los fluidos, de la geometría de los poros de la roca y la mineralogía de esta (Anderson, 1987). [24]

Debido a las implicaciones que las curvas de permeabilidad relativa tienen en el comportamiento del flujo de los fluidos en el medio poroso, han sido desarrollados varios modelos para predecir dichas curvas. De entre los cuales destaca el de Brooks y Corey. [25]

3.3 Modelo de permeabilidades relativas de Brooks-Corey.

El modelo es explícitamente una función de los *endpoints* de las curvas de permeabilidades relativas. Es decir que relaciona el mayor valor que puede tomar la k_{ro} con la S_{wirr} y el mayor valor de la k_{rw} con la saturación de agua a $1 - S_{or}$. El modelo de Brooks-Corey es una ley de potencias cuyos exponentes son números positivos entre 1 y 8 que reciben el nombre de exponentes de Corey (n_w y n_o).[26]

El modelo se expresa por las ecuaciones 3.4 y 3.5, para el agua y el aceite, respectivamente.

$$k_{rw} = k_{rw_{max}} \left(\frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr} - S_{or}} \right)^{n_w} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (3.4)$$

$$k_{ro} = k_{ro_{max}} \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wirr} - S_{or}} \right)^{n_o} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (3.5)$$

Donde $k_{rw_{max}}$ es la permeabilidad relativa al agua determinada a la saturación de aceite residual (S_{or}), $k_{ro_{max}}$ es la permeabilidad relativa al aceite determinada a la saturación de agua irreductible (S_{wirr}) y los términos n_w y n_o son los exponentes de Corey para la curva de permeabilidad del agua y del aceite, respectivamente.

Los exponentes de Corey guardan cierta dependencia con respecto de la mojabilidad de la roca. Los intervalos de variación para cada parámetro con relación a la mojabilidad del medio poroso se enlistan en la tabla 3.1, los cuáles fueron propuestos por Goda y colaboradores (2004), quienes realizaron estudios de laboratorio y campo en diversos yacimientos petroleros de Australia que abarcaban un amplio rango en los valores de permeabilidad y porosidad.[26]

Tabla 3.1. Exponentes de Corey de la fase aceite y la fase agua para diferentes condiciones de mojabilidad

Condición de mojabilidad	Exponente de la fase aceite n_o	Exponente de la fase agua n_w
Mojado por agua	2-4	6-8
Ligeramente mojado por agua	2-6	4-6
Ligeramente mojado por aceite	2-6	2-4
Mojado por aceite	6-8	2-3

3.4 Métodos para determinar las curvas de permeabilidad relativa

Las pruebas utilizadas para la determinación de curvas de permeabilidad relativa en tapones de rocas se basan en el desplazamiento de fluidos en el medio poroso. Se pueden categorizar de acuerdo al régimen de flujo como pruebas en estado transitorio o estacionario.[27]

3.4.1 Método en estado transitorio

En resumen, en el método en estado transitorio los tapones de roca son llevados a la saturación de agua irreductible (S_{wirr}) mediante desplazamientos en *coreholders* a condiciones de yacimiento para posteriormente realizar la inyección continua de agua, registrando la producción de agua y aceite y los diferenciales de presión.[27] La metodología realizada se enlista a continuación:

1. Limpieza del tapón de roca con solventes; tolueno y metanol.
2. Saturación del tapón de roca con agua de formación o salmuera.
3. Determinación de la permeabilidad absoluta. (K en S_w=1)
4. Acondicionamiento del tapón de roca a la saturación de agua irreductible (S_{wirr}) mediante la inyección de aceite.
5. Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite a la saturación de agua irreductible (k_o en S_w=S_{wirr}).
6. Desplazamiento de agua a gasto constante.
    - 6.1 Registro de la producción de agua.
    - 6.2 Registro de la producción de aceite.
    - 6.3 Registro del diferencial de presión.
7. Cálculo de las curvas de permeabilidad relativa en función de la saturación de agua. Los métodos más utilizados son los propuestos por Johnson-Bossler-Nauman (1959) y Jones-Roszelle, siendo el segundo el más común actualmente [27]. En el cuál mediante las ecuaciones 3.6 y 3.7 se calculan las permeabilidades relativas.

$$k_{rw} = \frac{\mu_w f_{w_2}}{\lambda_2^{-1}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (3.6)$$

$$k_{ro} = \frac{\mu_o f_{o_2}}{\lambda_2^{-1}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (3.7)$$

Donde k_{rw} y k_{ro} son las permeabilidades relativas al agua y al aceite, respectivamente, μ_o y μ_w son sus viscosidades, f_{w_2} y f_{o_2} es el flujo fraccional de cada fase y λ_2^{-1} es la viscosidad efectiva, la cuál es una función de la saturaciones en el medio poroso.[27]

3.4.2 Método en estado estacionario

En el caso de las determinaciones de permeabilidad, se alcanza el estado estacionario cuando el gasto y las presiones en la cara de entrada y de salida del tapón se mantienen constantes en el tiempo.[27]

A diferencia del transitorio, las pruebas en estado estacionario se realizan con la inyección simultánea de dos fases y las permeabilidades relativas son calculadas a través de los diferenciales de presión medidos en el tapón de roca.[27]

La metodología consiste en inyectar dos fluidos inmiscibles a un gasto y proporción constantes hasta que la presión se mantenga constante y monitorear las saturaciones de los fluidos mediante alguna técnica de radiación, las cuales pueden ser:

- Rayos gamma: Se determinan las saturaciones de agua y aceite de manera perpendicular al flujo de fluidos mediante pares de emisores y detectores de rayos gamma. Las saturaciones son calculadas en un plano transversal del tapón de roca de manera instantánea.
- Rayos X: Utiliza el mismo principio que la técnica de rayos gamma, pero el análisis se realiza mediante la emisión de rayos X.
- Tomografía y resonancia magnética: Utiliza tomografía para determinar las saturaciones de fluidos en el tapón de roca en tres dimensiones. Sin embargo, el uso de esta técnica consume un mayor número de recursos.

El desplazamiento de los fluidos debe ser repetido a proporciones diferentes con el fin de determinar de manera completa las curvas de permeabilidades relativas.

El método en estado estacionario tiene algunas desventajas en comparación con el transitorio, ya que se requiere más tiempo e infraestructura para realizar las determinaciones, debido a que una proporción de inyección de fluidos tarda en estabilizar por lo menos 24 horas. [27]

Para ambos métodos las determinaciones de permeabilidades relativas se realizan en sistemas tipo Hassler como el que se muestra en la figura 3.3.

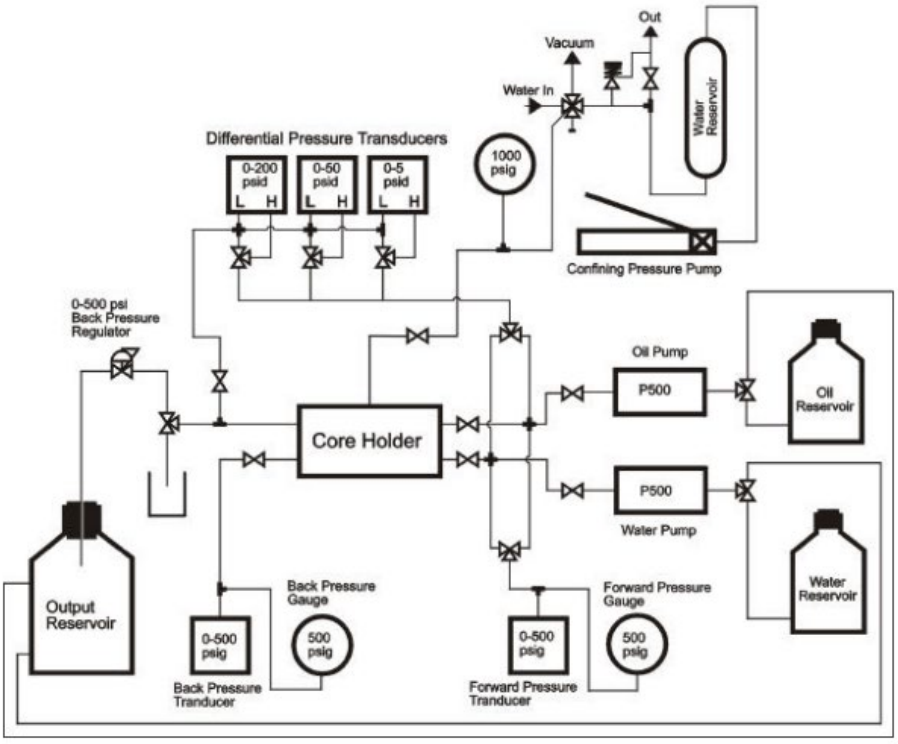


Figura 3.3 Sistema Coreholder tipo Hassler.[27]

3.5 Efecto esperado del *PPG* sobre las curvas de permeabilidad relativa de un medio altamente conductivo

De acuerdo con Aguilera (1995) las fracturas en una roca se pueden considerar que son aproximadamente equivalentes como a un conjunto de pequeñas tuberías.[1] Esto implica que la permeabilidad absoluta es muy alta y que las fuerzas capilares no tienen un efecto en el comportamiento de flujo de fluidos.

Para la representación de flujo de fluidos en fracturas altamente conductivas han sido utilizadas unas curvas de permeabilidad relativa propuestas originalmente por Romm (1966), las cuales constituyen una representación idealizada del comportamiento bifásico en medios donde los efectos de la presión capilar son despreciables debido a la elevada permeabilidad absoluta del sistema. En este modelo ideal, las permeabilidades relativas presentan una forma lineal en "X", variando entre 0 y 1 conforme cambia la saturación.

Si bien estas curvas representan un caso ideal, estudios recientes muestran que el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en fracturas de alta conductividad conserva una tendencia similar y tienden al comportamiendo lineal conforme aumenta la conductividad de la fractura (Eliebid et al., 2024). El modelo de curvas en forma de X es físicamente válido cuando la presión capilar es despreciable (Hatami & Walsh, 2022). En la Figura 3.4 se comparan las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite ideales propuestas por Romm con las curvas de permeabilidad relativa obtenidas por Hatami y Walsh para una fractura sintética. Se observa que, aunque las curvas reportadas por Hatami y Walsh

presentan ligeras desviaciones respecto a la linealidad ideal debido a la influencia residual de los efectos capilares, conservan la tendencia general en forma de "X", lo que respalda el empleo de las curvas de Romm como una aproximación representativa del comportamiento límite de un medio altamente conductivo.

En consecuencia, para las simulaciones desarrolladas en este trabajo se adoptaron las curvas ideales de Romm como una aproximación representativa del comportamiento esperado en una fractura de alta conductividad hidráulica, donde se asume que las fuerzas viscosas predominan sobre las fuerzas capilares.

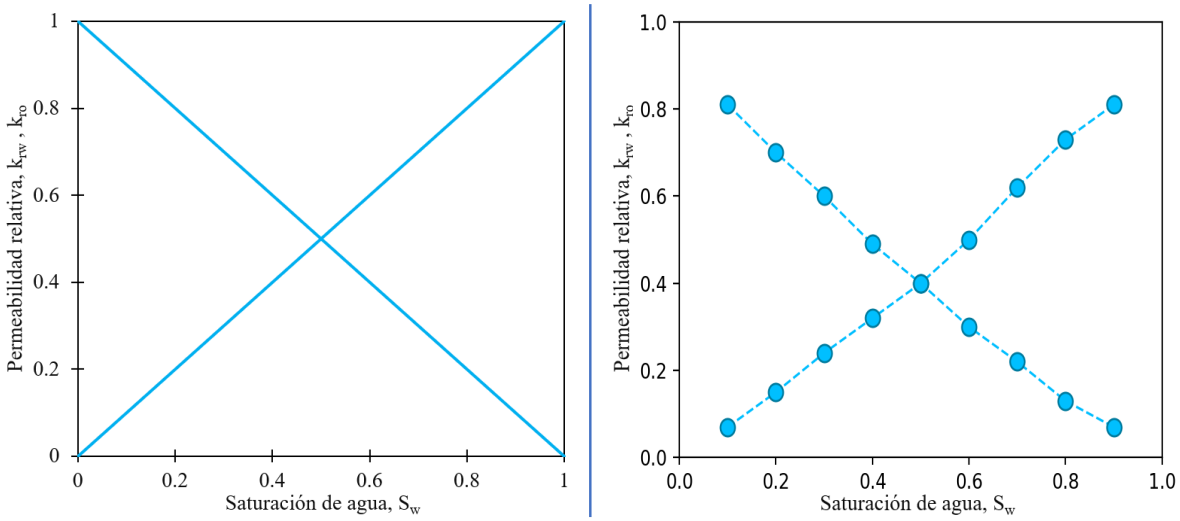


Figura 3.4 Comparación entre las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite ideales y las curvas de permeabilidad relativa obtenidas numéricamente para una fractura sintética de alta conductividad hidráulica. Modificado de Hatami (2022).

Como ya se mencionó, el *PPG* es un polímero hidrofílico superabsorbente que se hincha (incrementa su volumen) al estar en contacto con agua. Al colocar estas partículas de gel en las fracturas de la roca se crea un pseudomedio poroso en el que las permeabilidades son modificadas con respecto a las condiciones de permeabilidad sin presencia de *PPG*.

De acuerdo con lo observado en el trabajo de Beristain (2020)[20], existirá una reducción de la permeabilidad absoluta dentro de la fractura debido a la obstrucción mecánica generada por el gel. Además, las fuerzas capilares también se modifican debido al pseudo medio poroso generado por la colocación de las partículas, lo que ocasiona que las curvas de permeabilidad relativa cambien de acuerdo a las siguientes asunciones:

1. Incremento de la Saturación de agua irreductible, S_{wirr}: Debido a la naturaleza hidrofílica del *PPG* un volumen considerable de agua será retenido, por lo que la saturación mínima del agua en el medio se incrementará.

2. Reducción de la permeabilidad relativa al agua, k_{rw}: Por la retención del agua en el gel la permeabilidad relativa al agua disminuirá de manera considerable, incluso estando a la condición de saturación de aceite residual (S_{or}), punto de saturación en el

cual se tiene el mayor valor de la curva de permeabilidad relativa al agua ($k_{rw\text{-}max}$) y el aceite permanece estático.

3. Aumento en la saturación de aceite residual, S_{or}: La colocación de las partículas de gel en la fractura genera un pseudo medio poroso, por lo que existirán fuerzas capilares que retendrán una pequeña cantidad de aceite, lo que ocasiona que la saturación mínima de aceite se incremente ligeramente. Cabe mencionar que este aumento es mínimo y únicamente se manifiesta en las zonas de alta permeabilidad que en principio se encuentran saturadas completamente por agua.

4. Reducción de la permeabilidad relativa al aceite, k_{ro}: Debido a la reducción de la permeabilidad absoluta por la colocación del *PPG* en la fractura se tiene como consecuencia la reducción de la permeabilidad efectiva del aceite. Estas reducciones de permeabilidades no serán proporcionales ya que, como se mencionó en el punto 3, la colocación de las partículas de gel generará un pseudomedio poroso en la fractura con fuerzas capilares involucradas que modificarán el comportamiento de la curva de k_{ro}, desviándola del escenario ideal en que sigue la tendencia de una recta con 45° de inclinación.

En la figura 3.5, se presentan unas curvas de permeabilidad relativa que esquematizan la hipótesis que se plantea del efecto del *PPG* en las fracturas. Siendo las líneas punteadas las curvas sin presencia de *PPG* (con la fractura totalmente abierta) y las líneas continuas una representación de curvas con presencia de *PPG*.

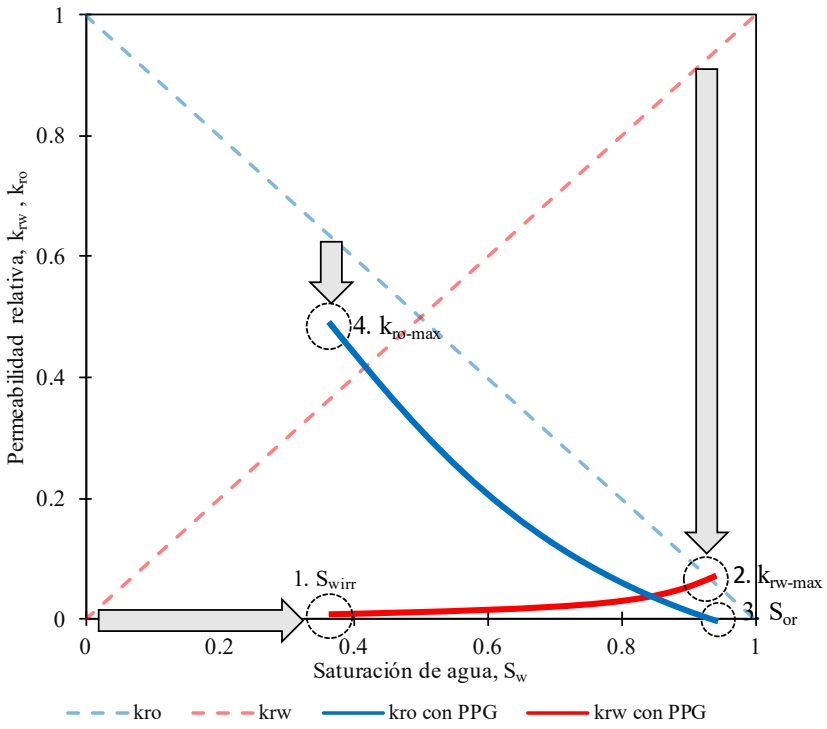


Figura 3.5 Esquematización del efecto del *PPG* en curvas de k_r de una fractura.

Cabe mencionar que las curvas mostradas no provienen de un medio real y simplemente son una representación de la modificación de los end points por la presencia del gel en la fractura. Un conjunto de curvas experimentales se presenta en este trabajo en el capítulo 9, Resultados.

4 SIMULACIÓN DE MEDIOS FRACTURADOS

La simulación de yacimientos se refiere al proceso de construir un modelo, ya sea de manera física o matemática (simulación numérica), que reproduzca el comportamiento real de un yacimiento de hidrocarburos, lo que permite estudiar y predecir su respuesta ante diferentes condiciones de operación.[28] A partir de ello, el objetivo de la simulación es analizar y optimizar el desempeño del yacimiento, evaluando escenarios de explotación, inyección o recuperación mejorada con el fin de maximizar la eficiencia y la rentabilidad del proceso. Por lo anterior constituye una herramienta esencial para la toma de decisiones técnicas y económicas, al reducir la incertidumbre y permitir una planeación sustentada en criterios cuantitativos y reproducibles.[29]

En la construcción de los modelos matemáticos es necesaria la integración de información de geología, geofísica, petrofísica, datos de producción, la caracterización PVT de los fluidos, e incluso aspectos económicos, y la mayor información disponible, con el fin de representar el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso.[29]

Para construir un modelo matemático de simulación de yacimientos se requiere de la integración de múltiples insumos que describen las características físicas del sistema roca-fluidos. Entre ellos se encuentran:

1. Distribución espacial del sistema. Considera las dimensiones y geometría del sistema real que se busca reproducir.
2. Discretización. Consiste en asignar una malla numérica al medio poroso, tomando en cuenta el alcance y las dimensiones del sistema que se busca modelar. Es importante definir si la malla utilizada será cartesiana o radial, y si el modelo se desarrollará para 1, 2 o 3 dimensiones (figura 4.1).

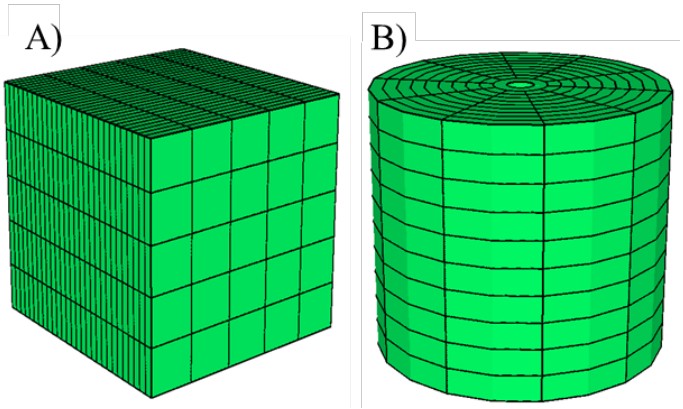


Figura 4.1 Malla cartesiana (A) y malla radial (B) en 3 dimensiones.

3. Propiedades petrofísicas. Asignar las propiedades petrofísicas del medio poroso, como porosidad, permeabilidad absoluta, saturaciones de fluidos, etcétera.

4. Propiedades de los fluidos. Asignar las propiedades de las fases que se encuentran interactuando en el sistema (agua, aceite, gas o productos químicos) como densidad, viscosidad, factores de volumen, compresibilidades, presión y temperatura críticas, peso molecular, etc.
5. Curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares.
6. Mecanismos de empuje y condiciones de frontera. Consideran acuíferos, gas disuelto, segregación gravitacional, entre otros, así como la configuración de pozos y sus condiciones operativas.

Finalmente, además de las características enlistadas, es indispensable también caracterizar el tipo de yacimiento, ya sea homogéneo o fracturado, ya que en este último caso se requiere incorporar un modelo de doble porosidad o doble permeabilidad que represente el flujo simultáneo en la matriz y en las fracturas.

La existencia de fracturas en el medio poroso influye en el flujo de fluidos, por lo que realizar modelos de simulación numérica de un medio fracturado resulta más complejo que la simulación de medios homogéneos ya que las propiedades de las fracturas son variables y dependen de diversos factores. El flujo de los fluidos a través de las fracturas es diferente en comparación con la matriz de roca, además de que existen interacciones matriz-fractura, matriz-matriz y fractura-fractura.[29]

La simulación numérica de medios fracturados, puede acotarse a través de dos principales teorías de simulación.

1. Modelos continuos
2. Modelos de redes de fracturas discretas

4.1. Modelos continuos

En los modelos continuos el medio poroso se representa como uno o más medios equivalentes donde las propiedades de la matriz y las fracturas se promedian a escala de bloque. Cuando se emplean esquemas como doble porosidad o doble permeabilidad, la matriz y las fracturas se modelan como dos medios continuos superpuestos, conectados mediante funciones de transferencia que representan el intercambio de masa entre ambos. Este enfoque es adecuado cuando las fracturas están distribuidas de manera suficientemente densa o sus detalles individuales no controlan el flujo de manera dominante. [29]

En este tipo de modelo se distinguen dos medios porosos dentro del yacimiento:

1. La matriz, que contiene la mayor parte del volumen de poros y, por tanto, la mayor cantidad de hidrocarburos almacenados.
2. La red de fracturas, que actúa principalmente como medio de flujo.

4.1.1 Modelo de simulación de yacimientos fracturados de Warren & Root (doble porosidad).

Uno de los modelos continuos más populares es el propuesto por Warren & Root (1963), representado en la figura 4.2.

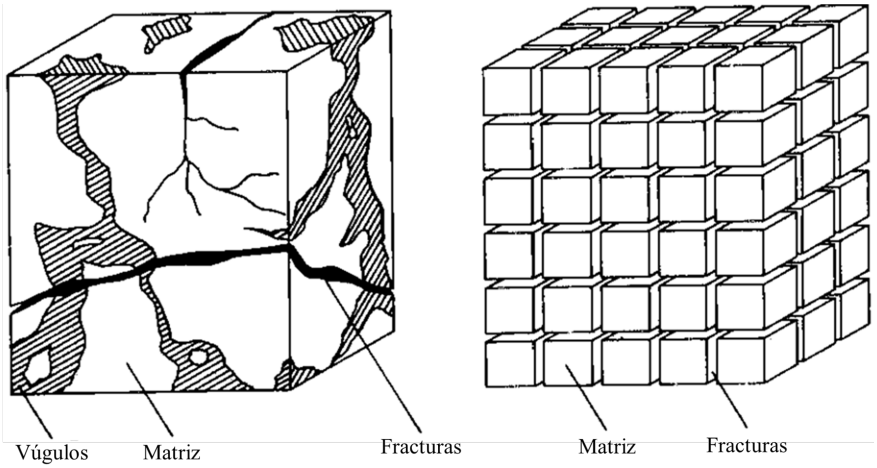


Figura 4.2 Idealización de un medio poroso heterogéneo de Warren & Root (1963), donde los bloques representan a la matriz de roca y la separación entre cada bloque representa las fracturas del medio, recuperado de Kaya (2021).

La idealización de Warren & Root se considera un modelo de doble porosidad debido a lo siguiente:

i. La matriz en el modelo conceptual es la que aporta la porosidad primaria, es un medio homogéneo e isotrópico y se compone de un arreglo de paralelepípedos rectangulares con las mismas dimensiones y propiedades.
ii. La porosidad secundaria (fractura) está contenida en un arreglo ortogonal a los bloques de matriz de forma continua.
    a. El arreglo de fracturas se encuentra orientado paralelo a la dirección principal de permeabilidad.
    b. La apertura de las fracturas es constante.
    c. La apertura de las fracturas puede no ser constante para simular la anisotropía del medio.
iii. Existe flujo entre porosidad primaria y secundaria (flujo matriz-fractura), pero no hay flujo entre bloques de matriz. Es decir que las fracturas son el medio por el cual los fluidos fluyen, mientras que los bloques de matriz se consideran desconectados entre sí, como si se tratara de un yacimiento tipo 2 en la clasificación de Nelson.

En un modelo de simulación de doble porosidad en cada celda se tendrán propiedades tanto de la matriz como de la fractura. Ambos dominios están conectados entre sí a través de un

término de transferencia (factor de forma) que conecta cada celda de la fractura con su correspondiente a la matriz y el cuál depende de la geometría de los bloques de matriz.[29]

1. La transferencia matriz-fractura es un componente crítico.
2. En la aproximación de Warren & Root se asume que la transferencia matriz-fractura se describe por la ecuación 4.1, la cuál es una adaptación de la ley de Darcy que toma en cuenta principalmente la movilidad del fluido dentro de la matriz en dirección hacia la fractura.

$$q_{mf} = \frac{\sigma\, k_m}{\mu}\left(P_m - P_f\right) \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (4.1)$$

Donde q_{mf} es el gasto en dirección de la matriz hacia la fractura, σ el factor de forma, k_m es la permeabilidad de matriz, μ es la viscosidad, P_m es la presión en la matriz y P_f es la presión en la fractura.

Dado que la permeabilidad de la fractura normalmente es algunos órdenes de magnitud mayor que la de la matriz, y que la distancia característica en la fractura es significativamente menor, el término de resistencia asociado a la fractura resulta despreciable. Por lo tanto, la transferencia de flujo se encuentra controlada por la matriz, permitiendo simplificar la expresión de transferencia matriz-fractura considerando únicamente la permeabilidad de la matriz.[30]

Originalmente, el factor de forma (σ) se definió como un parámetro dependiente de la geometría de los bloques de matriz, expresado en la ecuación 4.2

$$\sigma = \frac{4n(n+2)}{L^2} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (4.2)$$

Donde n es el número de conjuntos de fracturas en sentido ortogonal en el sistema (y puede tomar valores de $n = 1, 2\ o\ 3$) y L es la longitud característica de los bloques de matriz, expresada en las ecuaciones 4.3 en función de las longitudes de cada bloque.

$$L = a, \quad n = 1 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (4.3a)$$

$$L = \frac{2ab}{a+b}, \quad n = 2 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (4.3b)$$

$$L = \frac{3abc}{ab+ac+bc}, \quad n = 3 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (4.3c)$$

Donde a, b y c son las longitudes de cada bloque.

4.1.2 Modelo de simulación de doble porosidad y doble permeabilidad.

En un modelo de simulación de doble porosidad la matriz aporta la capacidad de almacenamiento y las fracturas la capacidad de flujo. En otras palabras, no hay transferencia

de información entre los bloques de matriz. Mientras que el modelo de doble porosidad–doble permeabilidad permite que tanto en la matriz como en las fracturas exista flujo de fluidos, lo cual es una representación más realista de medios porosos en los que la matriz también contribuye al transporte de fluidos, yacimientos tipo 2 y tipo 3 en la clasificación de Nelson.[30]

En la figura 4.3 se muestra una comparación de cómo se da la transferencia en un modelo de doble porosidad en contraste con uno de doble porosidad-doble permeabilidad. Como se puede observar, para el primer modelo de simulación (doble porosidad) existen conexiones únicamente entre cada bloque de matriz con su respectivo bloque de fractura, mientras que el modelo de doble porosidad-doble permeabilidad considera la interacción de matriz-matriz, fractura-fractura y matriz-fractura.[30]

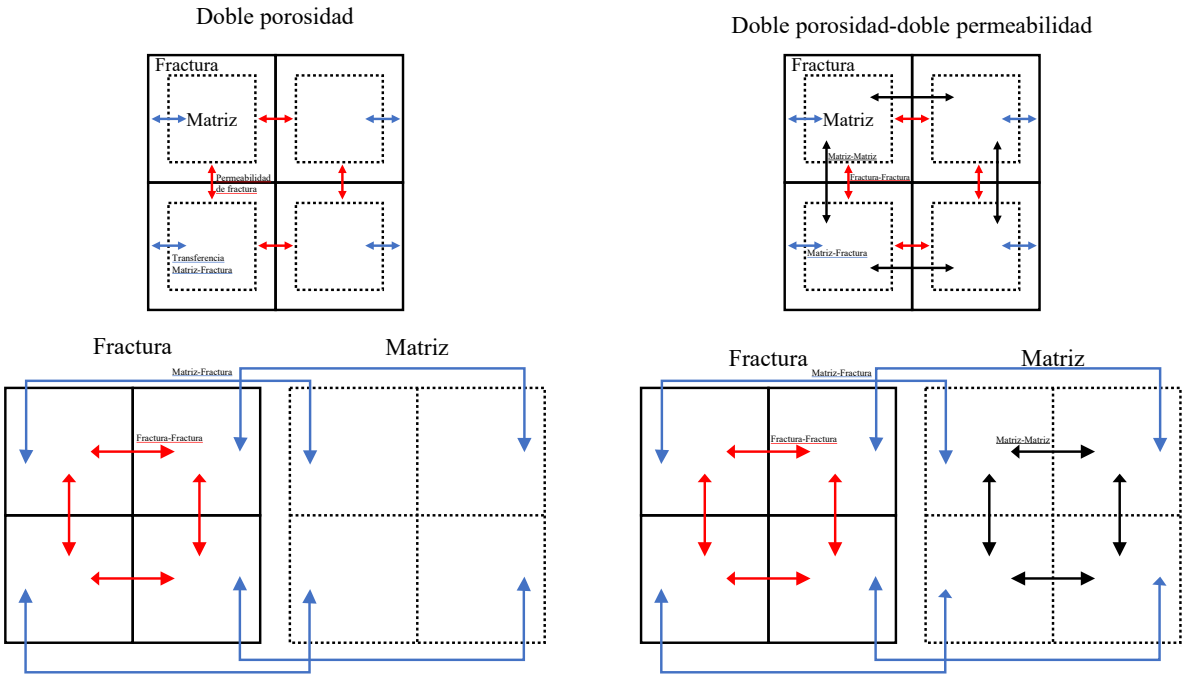


Figura 4.3 Representación de la transferencia en modelos de doble porosidad y doble porosidad-doble permeabilidad. En color azul se representa la transferencia matriz-fractura, en color rojo la transferencia entre celdas de fracturas y en color negro la transferencia matriz-matriz (Modificado de Moinfar, 2013).

4.1.3 Limitaciones de los modelos continuos.

Aunque los modelos continuos, como los de doble porosidad y doble permeabilidad, permiten representar de manera eficiente el flujo en yacimientos naturalmente fracturados, presentan limitaciones importantes cuando la red de fracturas posee una alta heterogeneidad. Estos modelos suponen una distribución homogénea o promediada de las propiedades de las fracturas, lo cual puede alejarse significativamente del comportamiento real del medio.[30]

Asimismo, el modelo de Warren y Root considera una geometría idealizada de bloques de matriz uniformes separados por fracturas ortogonales continuas. Estas simplificaciones pueden resultar insuficientes en yacimientos donde la conectividad de fracturas, la anisotropía y la variabilidad de apertura controlan de manera dominante el flujo de fluidos. En estos casos, se requiere una representación más detallada de la red de fracturas, como la proporcionada por los modelos de fracturas discretas.[30]

4.2. Modelos de redes de fracturas discretas.

Estudios de caracterización de medios fracturados han demostrado que las propiedades de las fracturas, así como su distribución y espaciamiento, varían significativamente de un punto a otro dentro de la red. Esta heterogeneidad contrasta con los modelos de simulación continuos, los cuales representan el sistema mediante propiedades homogéneas o promediadas, lo que constituye una limitación inherente de este enfoque. En este contexto, los modelos de redes de fracturas discretas (DFM, Discrete Fracture Model) surgen como una alternativa para representar de manera más realista la complejidad de los medios fracturados.[30]

El principal aporte de los DFM radica en la discretización explícita de las fracturas, permitiendo asignar propiedades individuales a cada una de ellas. A diferencia de los modelos de doble porosidad-doble permeabilidad, donde el medio se considera homogéneo o con propiedades distribuidas de manera uniforme, los DFM permiten definir características específicas como localización, tamaño, forma, permeabilidad, porosidad y apertura de fractura. En estos modelos, las fracturas se representan como líneas en dos dimensiones o como polígonos en tres dimensiones. Asimismo, la transferencia de fluidos entre la matriz y las fracturas depende directamente de la geometría del sistema, así como de las funciones de permeabilidad relativa y presión capilar asignadas.[30]

4.2.1 Ventajas de los DFM

- Representación explícita de la heterogeneidad del medio fracturado.
- Definición de las propiedades individuales a cada fractura (localización, orientación, apertura, etc.).
- Ofrecen una mayor fidelidad física en la simulación del flujo en medios fracturados.
- La transferencia matriz–fractura se modela de forma más realista, al depender directamente de la geometría y propiedades del sistema.

4.2.2 Desventajas de los DFM

- Requieren una alta cantidad de información (propiedades petrofísicas de matriz y fracturas).
- La construcción del modelo es más compleja en comparación con enfoques continuos.
- Es necesario identificar con precisión la localización y orientación de las fracturas para lograr una representación realista.

- Implican un mayor costo computacional debido al nivel de detalle del modelo.

En general, la construcción de un modelo de fracturas discretas resulta más compleja, ya que requiere contar con información detallada tanto de las propiedades petrofísicas de la matriz de roca como de la red de fracturas. Sin embargo, este tipo de simulación permite obtener resultados más realistas, debido a que incorpora de manera explícita la heterogeneidad espacial del medio fracturado.[30]

En la figura 4.4 se muestra una comparación entre un modelo sin fracturas, una red de fracturas discretas y el modelo de simulación considerando dicha red de fracturas.

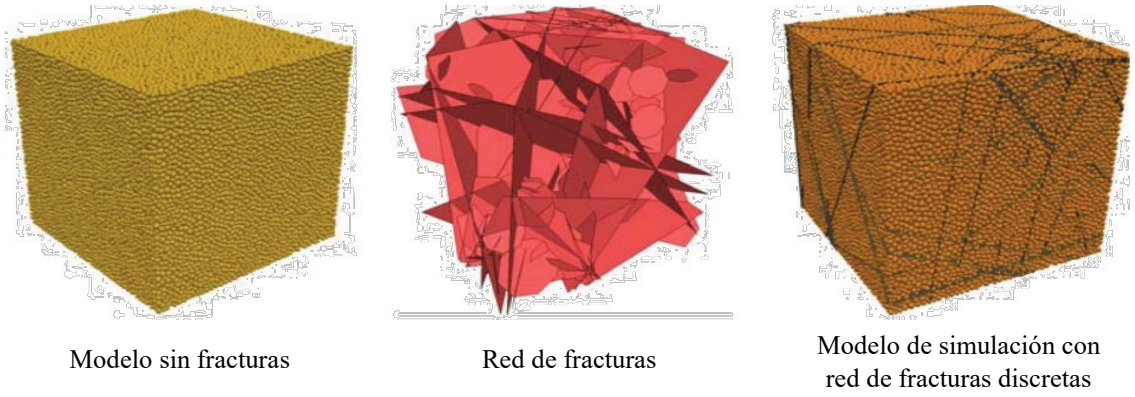


Figura 4.4 Modelo de simulación con red de fracturas discretas, Recuperado de Kaya (2021).

Para la simulación del medio fracturado en este trabajo se optó por utilizar un modelo de red de fracturas discretas, en el que la matriz de roca y la red de fracturas se modelaron como dos sistemas con propiedades independientes. Se utilizó este enfoque en la simulación debido a que se contó con la caracterización petrofísica tanto de la matriz de roca como de la red de fracturas, obtenida a partir de estudios de laboratorio. Esta información permitió definir con mayor precisión las propiedades necesarias para la construcción del modelo gracias a la discretización de las propiedades del sistema. Si bien los modelos DFM implican una mayor complejidad en su construcción y un mayor costo computacional, su implementación resulta adecuada cuando se dispone de información suficiente sobre la geometría y propiedades de las fracturas, como ocurre en este estudio.

El desarrollo detallado de los modelos de simulación construidos, así como la asignación de propiedades petrofísicas, condiciones de frontera y parámetros utilizados para representar el sistema matriz-fractura, se presenta En el **capítulo 8: Desarrollo de la simulación**. En dicho capítulo se describe de manera específica la implementación del modelo de fracturas discretas empleado en este trabajo y su aplicación al caso de estudio.

5 SIMULACIÓN DE DIVERSIFICADORES DE FLUJO

La simulación numérica de yacimientos con tratamiento de diversificadores de flujo representa un reto importante debido a la complejidad de sus propiedades fisicoquímicas, su comportamiento no newtoniano y las interacciones que presentan con el medio poroso y las fracturas naturales. A pesar de que los tratamientos con geles han sido estudiados durante años, la representación adecuada de sus mecanismos de acción dentro de simuladores comerciales sigue siendo limitada. Bai (2022) señala que simuladores como UTCHEM, SCORPIO, CMG-STARS POL-GEL, IORCoreSim y Eclipse 300 no cuentan con módulos específicos capaces de reproducir de forma completa los procesos asociados a los tratamientos con geles, especialmente cuando se busca simular fenómenos como la gelación, la propagación selectiva, la deshidratación y la modificación de la permeabilidad. [31]

5.1 Simulación del Gel *In-Situ*

Bai y colaboradores (2022) analizan la simulación del tratamiento con gel *In-Situ* considerando los factores presentes durante la implementación de esta tecnología, lo cual puede interpretarse en tres fases principales:

1. Transporte del gelante
2. Proceso de formación del gel (gelación)
3. Modificación del medio poroso una vez formado el gel.

Estas tres etapas representan la secuencia física del tratamiento con gel *In-Situ*, donde primero se inyecta un gelante en forma de solución líquida formado de polímero, entrecruzante y aditivos. Posteriormente, ocurre la reacción química de entrecruzamiento dentro del yacimiento por efecto de la temperatura, tiempo de residencia, salinidad y se forma un gel tridimensional, por eso recibe el nombre de gel *In-Situ*. Finalmente, el gel formado modifica las propiedades de flujo del sistema matriz-fracturas.[31]

5.1.1 Transporte del gelante

En esta primera etapa de la simulación no solamente se debe tomar en cuenta el incremento de viscosidad de la solución o suspensión inyectada, sino que se debe de considerar el comportamiento reológico del polímero, ya que está influenciado por diversos factores; como la concentración, la velocidad de corte, el tipo de polímero y la salinidad del agua.[31]

Además, es importante considerar la retención del polímero y el entrecruzante en la roca ya que se puede modificar significativamente la profundidad de penetración del tratamiento y la composición química del sistema en distintas zonas del yacimiento debido a un efecto cromatográfico, en el cual los componentes de la solución gelante presentan diferentes velocidades de transporte y distintos niveles de retención en el medio poroso. Como resultado, la composición final del gelante puede variar con respecto de la posición y afectar la capacidad de bloqueo del gel formado y, en consecuencia, la eficiencia del tratamiento.[31]

La retención depende de fenómenos como la adsorción, la precipitación, el intercambio de iones y la degradación del gelante. Estos mecanismos están relacionados con la permeabilidad y porosidad del sistema matriz-fracturas, la concentración de gelante, la salinidad, la viscosidad y la composición química del sistema inyectado.[31]

Asimismo, otro fenómeno importante a considerar durante esta etapa es el volumen poroso inaccesible (IAPV, *Inaccessible Pore Volume*), el cual ocurre cuando las moléculas de agua son lo suficientemente pequeñas para acceder a poros de la roca en los que las moléculas de polímero no pueden penetrar debido a su mayor tamaño molecular. Este fenómeno provoca una reducción del volumen efectivo disponible para el transporte del polímero, afectando su propagación y distribución dentro del medio poroso.[31]

5.1.2 Proceso de formación del gel (gelación)

Durante la etapa de formación del gel, el tiempo de gelación constituye uno de los parámetros más importantes, ya que define el periodo necesario para que el sistema gelante forme una estructura tridimensional capaz de generar bloqueo efectivo dentro del yacimiento. Sin embargo, Bai (2022) señala que este proceso no ocurre de manera instantánea, sino mediante dos etapas de entrecruzamiento.

En una primera etapa, denominado entrecruzamiento interno (*inner crosslinking*), comienzan las reacciones químicas entre el polímero y el agente entrecruzante, aunque la viscosidad y el factor de resistencia del sistema permanecen relativamente bajos, permitiendo la propagación del gelante dentro del medio poroso. Posteriormente, ocurre la etapa de entrecruzamiento externo (*outer crosslinking*), donde el gel se fortalece rápidamente y la viscosidad aumenta de forma súbita debido a la formación de una red de gel más rígida y estable. En este punto el gel realmente comienza a actuar como una barrera hidráulica generando un efecto real de taponamiento y desviación del flujo.[31]

A escala macroscópica, debe considerarse la cinética de reacción de la gelación, la cual depende principalmente de la concentración de polímero y entrecruzante, la temperatura del yacimiento y la concentración de iones disueltos en el agua. El tiempo de gelación es un parámetro crítico, ya que una gelación prematura puede generar daño cerca del pozo, mientras que una gelación tardía puede impedir que el tratamiento alcance la zona objetivo.[31]

Comúnmente, se generan curvas del tiempo de gelación en función de la concentración de polímero que son utilizadas para las simulaciones de estos procesos.

5.1.3 Modificación del medio poroso una vez formado el gel

En cuanto al comportamiento del gel como fluido, en este punto el gel se comporta como un pseudomedio sólido que no fluye a través de la matriz de roca, pero puede llegar a fluir por fracturas y canales de alta conductividad. Los principales mecanismos en esta etapa son la propagación, la retención y la deshidratación.[31]

Una vez que el gel se forma dentro del medio poroso o dentro de la fractura, su principal función es modificar las propiedades de flujo del yacimiento, especialmente reduciendo la movilidad del agua en las zonas de alta conductividad hidráulica. Esto permite desviar el flujo de los fluidos inyectados hacia zonas de menor permeabilidad que previamente no estaban siendo barridas, mejorando así la eficiencia de barrido y la recuperación de hidrocarburos.[31]

La presencia del gel genera una reducción de la permeabilidad efectiva, principalmente en fracturas naturales o zonas altamente permeables, donde normalmente ocurre la canalización temprana del agua de inyección. Este fenómeno puede representarse mediante la disminución de la permeabilidad absoluta, el cambio en las curvas de permeabilidad relativa o mediante el factor de resistencia residual, FRR_w (ecuación 2.1), el cuál evalúa el éxito del tratamiento midiendo el cambio de la permeabilidad después de la colocación del gel.

En el caso de geles *In-Situ*, el gel puede llegar a formar un taponamiento casi total de las zonas de alta conductividad, actuando como una barrera hidráulica que restringe significativamente el paso de fluidos. Por otro lado, en tratamientos con *PPG*, el efecto no necesariamente corresponde a un bloqueo total, sino a una reducción selectiva de la movilidad del agua.[31]

Desde el punto de vista de simulación numérica, esta etapa suele representarse mediante un pseudomedio poroso equivalente, donde no se modela explícitamente la formación individual del gel o el movimiento de cada partícula, sino el efecto final del tratamiento sobre las propiedades petrofísicas de la fractura o del medio poroso. Esta aproximación permite evaluar el impacto del tratamiento sobre variables de producción como el corte de agua, el diferencial de presión, la eficiencia de barrido y el factor de recuperación.[31]

5.2 Simulación del Gel de Partículas Preformadas

A diferencia de las simulaciones de geles *In-Situ*, que se enfocan en la cinética de gelación, y de las simulaciones de inyección de polímeros que solamente toman en cuenta el cambio de la viscosidad de la fase acuosa, la simulación del PPG debe considerar el transporte de la suspensión en el sistema matriz-fractura, su colocación en zonas de alta conductividad y la modificación del medio poroso una vez que este es colocado.[32]

5.2.1 Transporte de la suspensión de *PPG*

Durante la primera etapa de la simulación se analiza el transporte de la suspensión de *PPG* desde el punto de inyección hacia las zonas objetivo dentro del sistema. No solamente se debe considerar el flujo de la fase acuosa, también el comportamiento mecánico de las partículas de gel en la suspensión, la capacidad de deformación y su interacción con el sistema matriz-fractura.[32]

Aunque el *PPG* no se comporta como un polímero convencional, la suspensión presenta un comportamiento reológico no newtoniano que modifica la movilidad de la fase acuosa

durante la inyección. Por esta razón, la simulación suele incorporar modelos reológicos dependientes de la velocidad de corte, la concentración de partículas y la salinidad del agua de formación. La viscosidad efectiva de la suspensión influye directamente sobre la inyectividad, la caída de presión y la profundidad de penetración del tratamiento. Un incremento excesivo de viscosidad puede generar taponamiento prematuro cerca del pozo, mientras que una viscosidad insuficiente puede reducir la capacidad de colocación en zonas profundas.[32]

Cuando el tamaño de partícula es mayor que el tamaño efectivo de garganta de poro, el *PPG* no puede ingresar a la matriz de roca y su propagación ocurre preferentemente a través de las fracturas y zonas de alta conductividad hidráulica, lo cual permite una colocación selectiva del tratamiento sin afectar significativamente la matriz. Esta interacción entre el sistema matriz-fractura y la suspensión del *PPG* puede representarse mediante restricciones de accesibilidad al medio poroso o mediante reducción del volumen poroso accesible.[32]

5.2.2 Colocación del *PPG* en zonas de alta conductividad

Una vez que las partículas alcanzan las fracturas y canales preferenciales de flujo, ocurre la etapa de colocación del *PPG*. En esta fase, las partículas comienzan a acumularse dentro de las zonas de mayor conductividad hidráulica formando estructuras que restringen progresivamente el flujo de agua.[32]

Inicialmente, las partículas se concentran en las entradas de fractura o en estrechamientos internos donde la velocidad de flujo disminuye y la presión diferencial aumenta. Conforme continúa la inyección, se incrementa la retención y se desarrolla una barrera parcial que modifica la distribución de presión dentro del sistema.[32]

A diferencia del gel *In-Situ*, donde el bloqueo depende de una reacción química de gelación dentro del yacimiento, en el *PPG* el taponamiento ocurre principalmente por acumulación física de partículas deformables y por su capacidad de extrusión controlada a través de fracturas. Cuando la presión supera la presión umbral (*threshold pressure*), parte del *PPG* puede continuar avanzando hacia zonas más profundas del sistema, mejorando la penetración del tratamiento.[32]

Durante esta etapa también ocurre el fenómeno de deshidratación, en el cual parte del agua contenida en el gel migra hacia la matriz rocosa o hacia zonas adyacentes de menor presión. Como consecuencia, el *PPG* aumenta su concentración efectiva, se vuelve más rígido y mejora su capacidad de bloqueo. Este fenómeno incrementa significativamente el factor de resistencia residual y constituye uno de los mecanismos más importantes en el éxito del tratamiento. La eficiencia de colocación depende directamente del volumen inyectado, la concentración de partículas, la apertura de fractura, la conectividad del sistema y la presión de inyección.[32]

5.2.3 Modificación del sistema matriz-fractura una vez colocado el *PPG*.

En este punto, las partículas de gel ya colocadas modifican las propiedades de flujo del yacimiento mediante la reducción selectiva de permeabilidad al agua, el bloqueo de canales preferenciales y la redistribución del frente de inyección hacia zonas no barridas. El principal objetivo no es generar un bloqueo absoluto, sino modificar selectivamente la movilidad del agua en los caminos preferenciales de flujo.[32]

Este efecto se representa principalmente mediante la reducción de permeabilidad efectiva en fracturas y zonas de alta conductividad hidráulica, favoreciendo la redistribución del frente de desplazamiento hacia regiones previamente no barridas.[32]

Desde el punto de vista de simulación numérica, estos fenómenos no suelen modelarse de forma explícita a nivel partícula-partícula, sino mediante parámetros equivalentes que permiten representar su efecto macroscópico sobre el flujo en el sistema matriz-fractura, específicamente sobre la permeabilidad efectiva, la transmisibilidad de la fractura y la movilidad de los fluidos.[31]

De acuerdo con Leng y colaboradores (2021), el enfoque de la simulación depende de la escala del modelo y del medio de propagación del *PPG*, por lo que puede clasificarse en:

1. Simulación de *PPG* en sistema matriz
    a. A escala de grano-grano
    b. A escala de tapón
2. Simulación de *PPG* en sistema fractura

Esta clasificación permite distinguir los mecanismos dominantes en cada caso, ya que el transporte de geles dentro de la matriz porosa responde principalmente a fenómenos de exclusión por tamaño, deformación y atrapamiento de partículas, mientras que el *PPG* de tamaño milimétrico se propaga preferentemente en fracturas abiertas, donde predominan la retención masiva, la presión umbral de propagación y la reducción de conductividad hidráulica.

En la tabla 5.1 se resumen los parámetros utilizados para describir los fenómenos físicos que deben ser representados en el modelo de simulación, de acuerdo con cada etapa del proceso, tanto para geles *In-Situ* como con *PPG*.

Tabla 5.1. Parámetros de simulación asociados a cada etapa del proceso para tratamientos con geles *In-Situ* y *PPG*.

Tecnología	Etapa del proceso	Parámetro de simulación
Gel *In-Situ*	Transporte del gelante	Caracterización petrofísica del sistema matriz-fracturas
		Comportamiento reológico del gelante
		Adsorción
		Volumen poroso inaccesible
	Formación del gel	Cinética de reacción de la gelación
	Modificación de la fractura con el gel formado	Permeabilidad absoluta
		Permeabilidades relativas
		Factor de resistencia residual
PPG	Transporte de la suspensión de *PPG*	Caracterización petrofísica del sistema matriz-fracturas
		Comportamiento reológico de la suspensión
		Concentración
		Volumen poroso inaccesible
	Colocación del *PPG* en zonas de alta conductividad	Accesibilidad del tamaño de partícula
		Relación entre tamaño de partícula y apertura de la fractura
	Modificación del sistema matriz-fractura con el *PPG* colocado	Permeabilidad absoluta
		Permeabilidades relativas
		Presiones capilares
		Factor de resistencia residual
		Redistribución del flujo

La tabla 5.1 funciona como una guía para la selección de los parámetros de entrada requeridos en el simulador, en función del fenómeno físico que se desea representar y de la etapa del proceso que se pretende modelar. Cada tratamiento, ya sea mediante geles *In-Situ* o *PPG*, involucra mecanismos distintos de transporte, colocación y modificación del medio poroso, por lo que la adecuada definición de estos parámetros resulta fundamental para reproducir de manera realista el comportamiento del sistema matriz-fracturas y evaluar correctamente la eficiencia del tratamiento de control de agua.

En el presente trabajo, el análisis se enfoca en dos escalas de simulación que permiten representar el comportamiento del *PPG* en un medio fracturado. La primera corresponde a la simulación de un canal de alta conductividad hidráulica, representado como una fractura individual, donde se evaluó el efecto del tratamiento mediante la modificación de las curvas de permeabilidad relativa obtenidas a partir de pruebas experimentales de laboratorio. Estas curvas fueron posteriormente validadas y ajustadas mediante procesos de optimización utilizando CMOST, con el objetivo de reproducir de forma más precisa el comportamiento del sistema después de la colocación del *PPG*. La segunda corresponde a la simulación a

escala de tapón de roca fracturado, representada mediante un apilamiento de tapones de roca con presencia de fracturas, lo que permite evaluar la interacción entre matriz y fractura, así como la modificación de la permeabilidad efectiva y la redistribución del flujo después de la colocación del tratamiento. Ambas aproximaciones permiten analizar de forma complementaria el efecto del *PPG* sobre el flujo de fluidos en un sistema con este tratamiento y constituyen la base de la metodología empleada en esta tesis.

Cabe mencionar que las simulaciones desarrolladas durante el capítulo 8 de este trabajo consideran únicamente la etapa en la que el gel se encuentra colocado en el sistema matriz-fractura formando un pseudomedio poroso.

5.3 Ejemplos de trabajos previos

Con el propósito de establecer una base comparativa para el desarrollo del presente trabajo, a continuación, se revisan algunos antecedentes de simulación numérica aplicados a tratamientos con *PPG*. Estos estudios permiten identificar los enfoques de simulación utilizados, los parámetros considerados para representar el comportamiento del *PPG* y las principales estrategias empleadas para simular su efecto sobre la reducción de permeabilidad y la redistribución del flujo en sistemas fracturados. En particular, se analizan la tesis de maestría de Onur Alp Kaya (2021) y el trabajo publicado por Wang y colaboradores (2013), los cuales constituyen referencias relevantes debido a que abordan la representación del *PPG* desde distintas escalas de simulación y proporcionan criterios útiles para la construcción del modelo numérico desarrollado en esta investigación.

5.3.1 Modeling and simulation of the fluid flow in artificially fractured and gel treated core plugs.

Un trabajo de aplicación de simulación de geles es el propuesto por Onur Alp Kaya (2021). En su trabajo de tesis trató de reproducir experimentos en tapones de roca fracturados tratados con *PPG* haciendo uso de la herramienta para simulación de yacimientos de MATLAB (*MATLAB Reservoir Simulation Toolbox) MRST*, por sus siglas en inglés. En las simulaciones realizadas capturó el efecto de la apertura de fractura, la permeabilidad y porosidad de fractura y el impacto que tienen sobre el factor de recuperación de aceite.

Los modelos de simulación desarrollados en este trabajo son modelos de fracturas discretas a escala de tapón de roca, cuyas características se presentan en la figura 5.1 y la tabla 5.2.

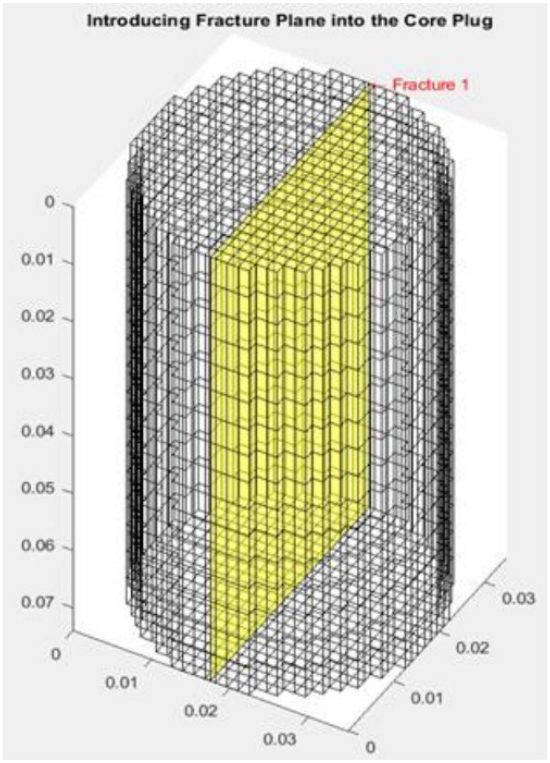


Figura 5.1 Modelo de fractura discreta a escala de tapón. Recuperado de Kaya (2021).

Tabla 5.2 Características de los tapones de roca utilizados en las simulaciones, modificado de Kaya (2021).

Parámetro	Tapón 2	Tapón 3	Tapón 5	Tapón 7	Tapón 8
Porosidad [%]	33.97	33.57	31	32	32.46
Permeabilidad [mD]	210	80.53	40.5	114.96	74.06
Sw [%]	52.5	50.5	41.54	41.54	47.85
Volumen poroso [cm^3]	27	24.14	24.83	23.54	25.99
Aceite original [cm^3]	12.78	15.78	14.15	13.91	13.52
Fracturado	No	Sí	No	Sí	No
Tratamiento con gel	No	Sí	Sí	Sí	No

Las curvas de permeabilidad relativa utilizadas en los modelos son las mostradas en la figura 5.2. Cabe mencionar que estas curvas se mantuvieron constantes para la matriz de roca y las fracturas.

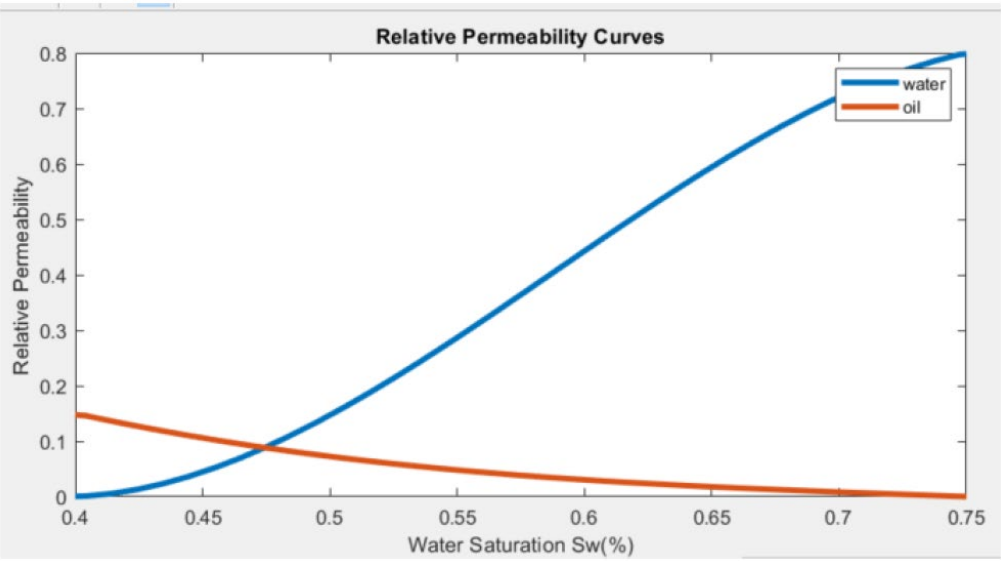


Figura 5.2 Curvas de permeabilidad relativa. Recuperado de Kaya (2021).

Para los tapones fracturados tratados con gel (tapones 3 y 7), las simulaciones se realizaron a través de una reducción de permeabilidad absoluta y apertura de la fractura, conforme a la información mostrada en la tabla 5.3. La porosidad de fractura se mantuvo constante con un valor igual al 100%.

Tabla 5.3 Permeabilidad absoluta de la fractura antes y después de la colocación del gel. Modificado de Kaya (2021).

Condición	Parámetro	Tapón 3	Tapón 7
Antes de la colocación del gel	Permeabilidad de fractura [mD]	2000	1500
	Apertura de la fractura [mm]	0.2	0.1
Después de la colocación del gel	Permeabilidad de fractura [mD]	10	10
	Apertura de la fractura [mm]	0.04	0.025

Los modelos de simulación se validaron con información experimental de factor de recuperación en función del tiempo de inyección, obteniendo los resultados mostrados en la figura 5.3, donde los puntos naranjas representan los resultados determinados en laboratorio y los azules lo obtenido por simulación numérica.

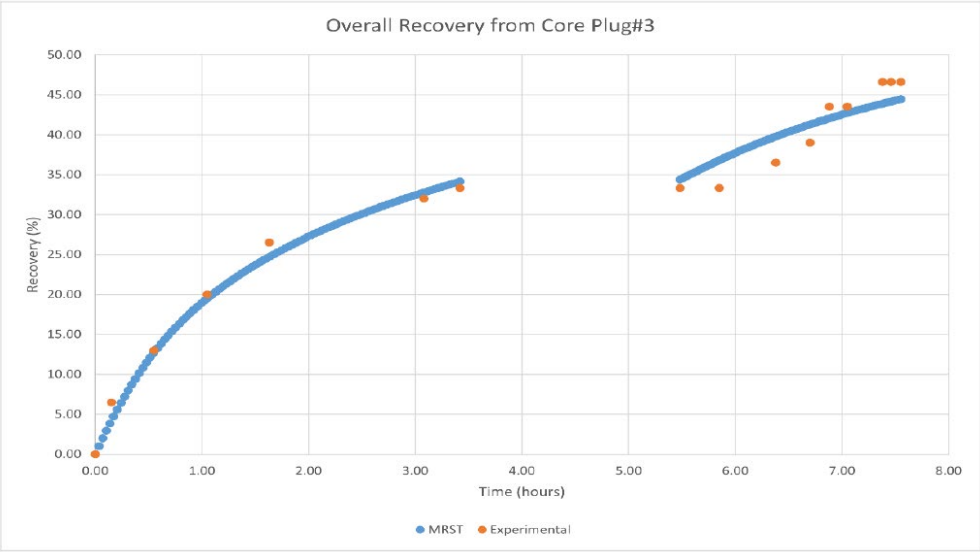


Figura 5.3 Resultados de factor de recuperación, recuperado de Kaya (2021)

Para el tapón 3, el factor de recuperación obtenido antes del tratamiento con el gel de acuerdo con los resultados experimentales y de simulación numérica fue de 33.33 % y 34.15 %, respectivamente. Mientras que los resultados obtenidos después del tratamiento con el gel y desplazamiento de 2 volúmenes porosos de agua fue de 46.66% determinado experimentalmente y 44.47%, determinado a través de la simulación numérica.

5.3.2 Numerical simulation of preformed particle gel flooding for enhancing oil recovery.

Wang y colaboradores (2013) realizaron un análisis de sensibilidad del *PPG* en medios heterogéneos usando modelos de simulación en 2 dimensiones en un simulador desarrollado en la *China University of Petroleum* en *Visual Basic*. El modelo base consta de un cuadrado de 100 m de longitud de lado con 10 celdas en dirección de *i* y *j* y un pozo inyector y productor en los extremos del modelo de acuerdo con lo mostrado en la figura 5.4.

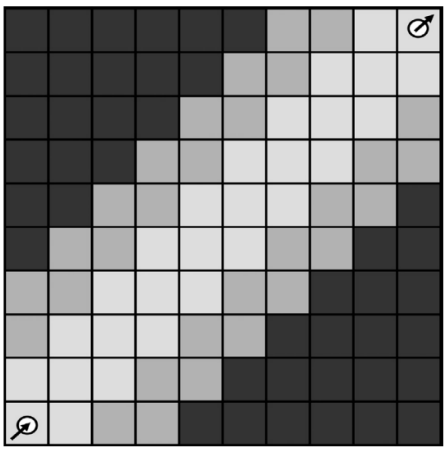


Figura 5.4 Modelo de simulación 2D. Recuperado de Wang (2013)[12].

El modelo se encuentra separado en 3 zonas de diferente permeabilidad. La zona central con el mayor valor de permeabilidad igual 2500 mD, la zona intermedia con 1000 mD y la zona de menor permeabilidad con 500 mD. La porosidad del modelo se mantiene constante en toda la malla con un valor de 30%.

La simulación del tratamiento de la zona de alta permeabilidad con *PPG* se realizó mediante un análisis estadístico, estimando la probabilidad que tienen las partículas de gel de bloquear las gargantas de poro, analizando el diámetro de las partículas de gel y el diámetro de las gargantas de poro de la roca.

El objetivo de su investigación era proponer escenarios de inyección de agua en un medio con *PPG* variando los parámetros enlistados:

1. Gasto de inyección
2. Concentración de *PPG* en la suspensión
3. Tamaño promedio de partícula
4. Gradientes de presión
5. Permeabilidad

Esto con el fin de evaluar el factor de recuperación y el corte de agua.

La simulación del *PPG* se realizó tomando las siguientes consideraciones:

1. Proceso isotérmico, sin intercambio de energía.
2. La fase acuosa es la misma que la fase continua en la dispersión.
3. Se desprecia tiempo de hinchamiento
4. No hay depositación de partículas en la superficie de la roca. Solamente se considera el taponamiento las gargantas de poro.
5. No hay difusión.
6. No se considera el rompimiento de las partículas.

Los resultados del análisis de sensibilidad se muestran en las figuras 5.5 y 5.6.

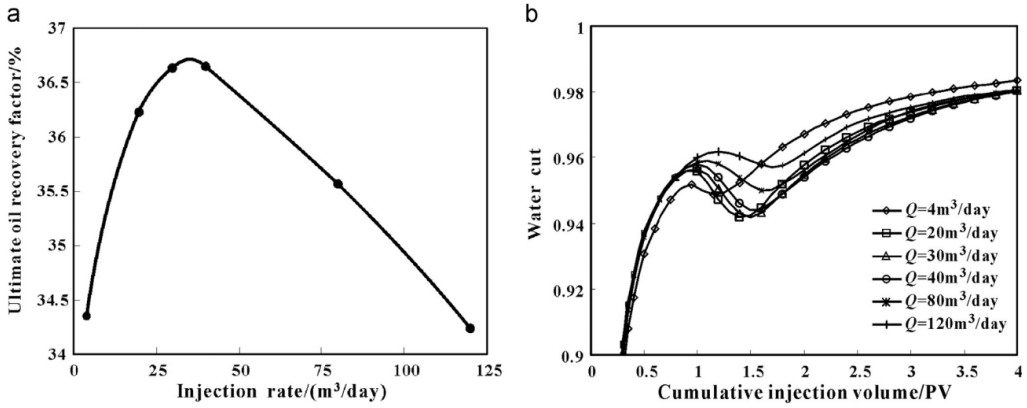


Figura 5.5 Resultados del análisis de sensibilidad del gasto de inyección en función del factor de recuperación (a) y del comportamiento del corte de agua (b). Recuperado de Wang (2013)[12].

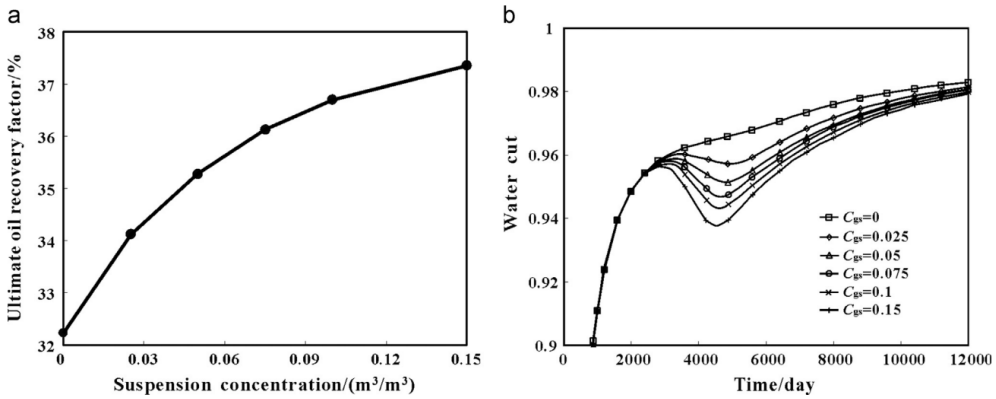


Figura 5.6 Resultados del análisis de sensibilidad de la concentración de *PPG* en función del factor de recuperación (a) y del comportamiento del corte de agua (b). Recuperado de Wang (2013)[12].

De acuerdo con los gráficos presentados, Wang y colaboradores concluyeron:

1. Existe un gasto de inyección óptimo. Ya que, a gastos relativamente bajos, el factor de recuperación aumenta conforme el gasto de inyección aumenta, pero llega un punto en que disminuye conforme el gasto aumenta (figura 5.5).
2. A mayor concentración de *PPG* en suspensión, mayor recuperación de aceite (figura 5.6).

Tomando como referencia los resultados obtenidos en los trabajos presentados por Wang (2013) y Kaya (2021), para los modelos de simulación de medios fracturados con tratamiento de diversificadores de flujo desarrollados en este trabajo se tomarán en cuenta las siguientes consideraciones:

Para la simulación del medio fracturado:

Se realizará con modelos de fractura discreta a escala de tapón con propiedades específicas para la matriz de roca y la fractura, determinadas en laboratorio.

La porosidad de fractura se considerará con un valor igual al 100%.

No hay transferencia de fluidos de la matriz a la fractura debido a la diferencia de permeabilidades (heterogeneidad).

Para la simulación del pseudomedio poroso generado por el gel:

Se ignoran fenómenos de difusión, adsorción y degradación del gel en el medio poroso.

El modelo parte de la colocación del gel en la fractura, es decir, no se consideran los procesos de inyección del gelante ni el tiempo de gelación, así como de inyección y colocación de la suspensión de *PPG*.

Las propiedades de la fractura serán modificadas por la presencia del gel conforme a las siguientes consideraciones:

- Reducción del volumen poroso
- Reducción de la permeabilidad absoluta
- Cambio en las curvas de permeabilidad relativa

Para la comparación de los modelos de simulación:

Se tomarán en cuenta parámetros como el factor de recuperación, el corte de agua y diferenciales de presión.

Parte del valor agregado de las simulaciones realizadas en el desarrollo de esta tesis es la aproximación del comportamiento del medio poroso con presencia de *PPG* mediante el uso de las curvas de permeabilidad relativa.

Una vez revisados los fundamentos teóricos de la simulación de tratamientos con diversificadores de flujo y los principales antecedentes de modelado numérico de *PPG* reportados en la literatura, resulta necesario establecer el contexto que justifica la aplicación de esta tecnología dentro del presente trabajo. La simulación del *PPG* surge como una necesidad para representar de manera adecuada su comportamiento dentro del sistema matriz-fractura y evaluar su impacto sobre la reducción de permeabilidad al agua y la redistribución del flujo en zonas de alta conductividad hidráulica. Debido a que los simuladores comerciales no cuentan con módulos específicos para reproducir de forma directa todos los mecanismos asociados al *PPG*, fue necesario desarrollar una estrategia de representación basada en parámetros equivalentes y modificaciones petrofísicas del medio poroso. Esta necesidad constituye la base de la problemática abordada en la presente investigación, la cual se desarrolla con mayor detalle en el Capítulo 6, mientras que la construcción, ajuste y validación del modelo de simulación se presentan posteriormente en el Capítulo 8.

6 PROBLEMÁTICA

El propósito de la simulación numérica de yacimientos es el de predecir la recuperación de fluidos y su comportamiento durante el desarrollo de un campo petrolero, evaluar el efecto de diversas condiciones operativas sobre la recuperación de hidrocarburos y comparar diferentes escenarios de recuperación y su impacto económico.

Actualmente, la simulación numérica de yacimientos se realiza a través de software especializados, en los que se integran herramientas y módulos para la simulación de procesos de recuperación primaria y mejorada, en yacimientos de simple y doble porosidad y permeabilidad. Sin embargo, a pesar de todas las funciones integradas en el software, este carece de un módulo especializado para la simulación de gel de partículas preformadas, por lo que en este trabajo se decidió realizar las simulaciones de manera indirecta, utilizando las herramientas convencionales con las que cuenta el software.

Las simulaciones se realizaron partiendo de que el principal mecanismo por el cual el *PPG* diversifica el flujo de los canales conductivos (fracturas) hacia la matriz es el cambio desproporcionado de permeabilidades relativas. Se utilizaron curvas de k_r de medios con presencia de *PPG,* obtenidas experimentalmente en laboratorio.

El método para las determinaciones de curvas de permeabilidades relativas en tapones de roca es el propuesto por *Jones & Roszelle* (1978). Este método consiste en que, a partir de datos de la caracterización petrofísica básica, el seguimiento de las saturaciones dentro del tapón de roca y datos de diferencial de presión de la transición de saturación de agua irreductible (S_{wirr}) a la condición de saturación de aceite residual (S_{or}) por la inyección de agua se determinan puntos de las curvas de k_r. Posteriormente, se hace un ajuste de los resultados, mediante los exponentes de Corey, en el que se suavizan las curvas experimentales y se obtiene la mojabilidad de la roca.

Para el caso evaluado en este trabajo, correspondiente a un medio empacado con *PPG*, el método descrito anteriormente no puede aplicarse de manera directa. Esto se debe, por una parte, a que no se cuenta con un registro detallado de la producción de fluidos durante los desplazamientos y, por otra, a que el comportamiento de presiones del sistema difiere significativamente del observado en medios convencionales. Debido a la naturaleza hidrofílica y deformable del *PPG*, el agua inyectada tiende a ser retenida dentro del medio, lo que provoca un incremento progresivo en los diferenciales de presión sin alcanzar una condición estable. En consecuencia, la respuesta de presión del sistema no presenta una tendencia definida que permita la aplicación del método de Jones & Roszelle. Un ejemplo de este comportamiento se muestra en la Figura 6.1, donde el lado izquierdo corresponde a datos experimentales de un desplazamiento convencional, mientras que el lado derecho presenta los resultados obtenidos en una columna empacada con *PPG*.

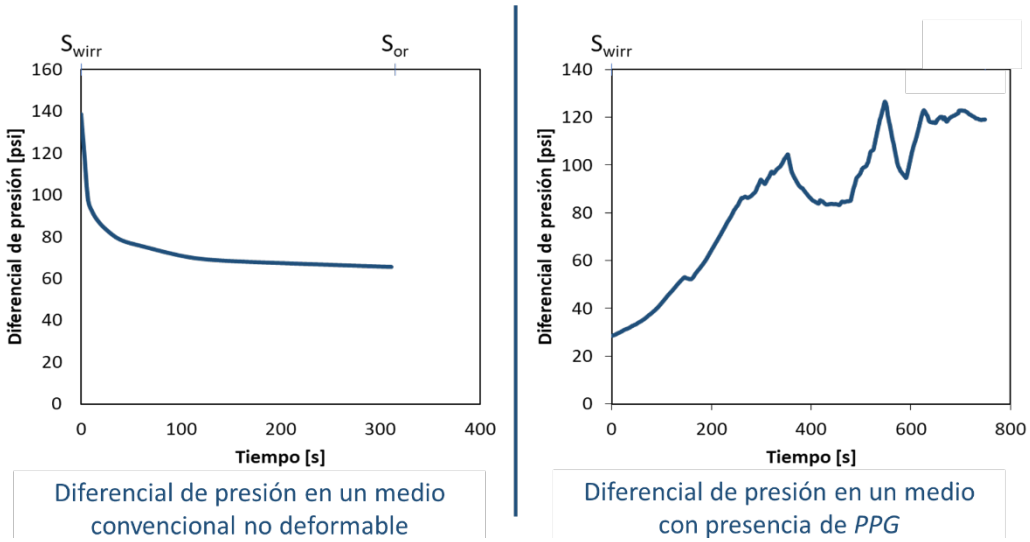


Figura 6.1 Comparativa de los diferenciales de presión entre un medio convencional y un medio poroso con *PPG*.

La tendencia decreciente del diferencial de presión obtenida en el medio convencional es la que permite la determinación de las curvas de permeabilidades relativas, mientras que en el medio con *PPG* el comportamiento decreciente no se tiene y en lugar de eso, se tiene un comportamiento más aleatorio con tendencia a incrementar el diferencial de presión.

Los resultados experimentales necesarios para determinar las curvas de permeabilidad relativa a través del método de *Jones & Roszelle* (1978) son, además de las propiedades del tapón de roca y los fluidos involucrados, el diferencial de presión, y la producción acumulada de fluidos por el desplazamiento de agua.

Es por lo anterior que Beristain León (2020) propuso un método para determinar curvas de permeabilidades relativas de manera experimental a escala de laboratorio. El método consiste en el cálculo de permeabilidades relativas mediante su definición general, la cual expresa que la permeabilidad relativa de un fluido es igual a la razón entre la permeabilidad efectiva de ese fluido divida por la permeabilidad absoluta del medio poroso, relación expresada en la ecuación 6.1.

$$k_{r-f} = \frac{k_f}{K_{abs}} \qquad \text{(6.1)}$$

Donde k es la permeabilidad (efectiva o relativa), el subíndice r indica que se trata de la permeabilidad relativa, el subíndice f indica el fluido (w u o, para agua y aceite, respectivamente) y K_{abs} es la permeabilidad absoluta del medio poroso.

Las permeabilidades efectivas (k_o o k_w) se determinan cuando se tiene flujo monofásico en el medio poroso, es decir, en los End-Points de las curvas de permeabilidad relativa (S_{wirr} y S_{or}) y finalmente, el comportamiento completo de las curvas se obtiene de las ecuaciones de Corey, proponiendo exponentes dependiendo de la mojabilidad del medio, apoyándose de las reglas propuestas por Craig.

Tomando como base las curvas propuestas por laboratorio, se validaron a través de simulación numérica de yacimientos y se realizó una optimización de estas para reproducir de mejor manera el comportamiento de los fluidos en el medio experimental.

Por las razones expuestas en los párrafos anteriores, la motivación de este trabajo es validar y optimizar curvas de permeabilidad relativa en medios con presencia de *PPG* a través de la simulación numérica de yacimientos y con base en esta información se estudiará el comportamiento del *PPG* en comparación con gel *In-Situ* en un apilamiento de tapones de roca fracturado a escala de laboratorio como caso de aplicación de las simulaciones.

7 ANTECEDENTES EXPERIMENTALES

Los antecedentes experimentales de esta tesis se sustentan en dos sistemas de estudio complementarios. El primero corresponde al trabajo desarrollado por Beristain León (2020), donde se utilizó una columna de acero empacada con esferas de vidrio para representar una fractura de alta conductividad en presencia de *PPG*. El segundo corresponde a un apilamiento de tapones de roca fracturados, cuyo propósito fue trasladar los resultados obtenidos en la discretización de la fractura hacia un sistema más representativo del yacimiento, incorporando simultáneamente matriz y fracturas. De esta manera, mientras que el primer sistema permitió caracterizar el comportamiento del *PPG* a nivel de fractura individual, el segundo evaluar su efecto dentro de un medio poroso real más cercano a las condiciones de yacimiento.

7.1 Fractura de alta conductividad (columna empacada)

La información presentada a continuación se sustenta en los resultados obtenidos por Beristain León (2020) dentro del trabajo de tesis titulado "Evaluación del flujo bifásico de fluidos en un medio poroso altamente conductivo en presencia de gel de partículas preformadas (*PPG*)". En dicha investigación se realizaron pruebas de desplazamiento en medios altamente conductivos que representan fracturas dentro del yacimiento, con el objetivo de evaluar el comportamiento del flujo bifásico agua-aceite en presencia de *PPG*. Para representar experimentalmente la fractura se utilizó un medio poroso artificial constituido por una columna de acero empacada con esferas de vidrio. Este arreglo permitió reproducir de manera controlada las condiciones de flujo, simulando el comportamiento hidráulico de una fractura natural donde normalmente ocurre canalización de agua. Un diagrama de la representación de la fractura escala de laboratorio se presenta en la figura 7.1.

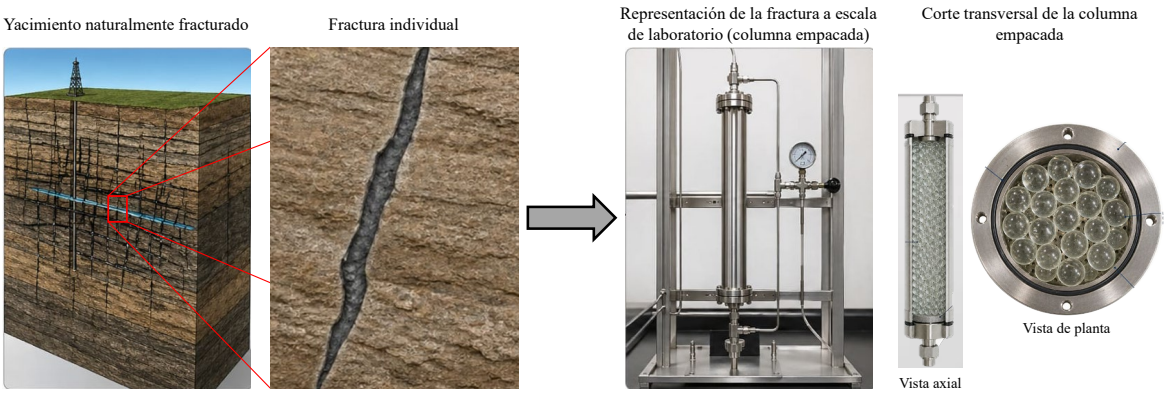


Figura 7.1 Representación de una fractura a escala de laboratorio.

A partir de estos experimentos se obtuvieron parámetros como diferenciales de presión, saturación de agua irreductible y saturación de aceite residual, con los cuales se propuso un método para determinar las curvas de permeabilidad relativa de un medio altamente conductivo. Estos resultados que fueron retomados en el presente trabajo como base para la

construcción del modelo de simulación numérica y la representación del pseudomedio poroso equivalente dentro de la red de fracturas discretas del yacimiento.

A continuación, se presentan las principales características geométricas, petrofísicas y operativas de la columna empacada utilizada, las propiedades de los fluidos utilizados, así como los resultados obtenidos en el trabajo previo.

Las características de la columna se muestran en la tabla 7.1.

Tabla 7.1 Características de la columna experimental utilizada para los desplazamientos con *PPG*.

Parámetro	Valor
Longitud [cm]	26.00
Área transversal [cm^2]	7.07
Volumen total [cm^3]	118.56
Volumen de esferas [cm^3]	69.22
Volumen de *PPG* [cm^3]	54.56

Las propiedades de los fluidos utilizados se presentan en la tabla 7.2.

Tabla 7.2 Propiedades de los fluidos utilizados.

ID USIP	Fluido	Densidad [g/cm^3]	Viscosidad [cP]
Q473	Agua desionizada (tipo 1)	1.00	1.0
M0847-2c	Agua de producción	1.027	1.1
M0224a	Aceite	0.8784	26.25

La metodología experimental que se retomó en este trabajo se desarrolló en 5 etapas:

1. Determinación de la permeabilidad absoluta del medio sin *PPG*
2. Determinación de la pseudo-permeabilidad absoluta del medio con *PPG*
3. Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua irreductible (S_{wirr})
4. Determinación de la permeabilidad efectiva al agua a condiciones de saturación de aceite residual. (S_{or})
5. Historia de saturaciones de los fluidos en el medio con *PPG*

1. Determinación de la permeabilidad absoluta del medio sin *PPG*

La permeabilidad absoluta del medio sin *PPG* se determinó con agua desionizada (agua tipo 1) a un gasto de inyección de 30 mL/min, obteniendo un valor de 16,405.52 mD. Los resultados experimentales del diferencial de presión se muestran en la figura 7.1.

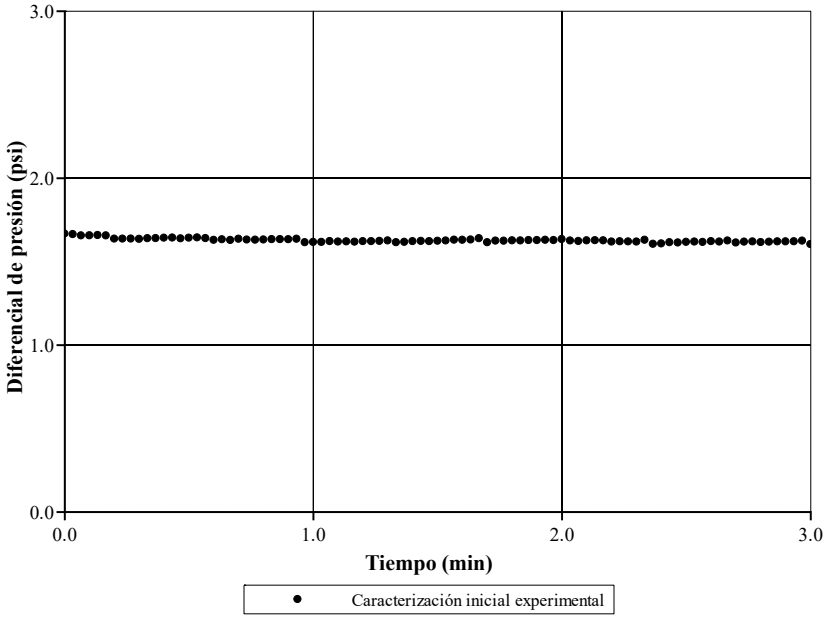


Figura 7.2 Resultados experimentales de la determinación de permeabilidad absoluta del medio sin *PPG*.

Cabe mencionar que el valor de porosidad medido para este sistema fue de 62.35 %.

2. Determinación de la pseudo-permeabilidad absoluta del medio con *PPG*

Debido a que no fue posible realizar la caracterización petrofísica de la columna con presencia de *PPG* mediante la inyección de agua, por el incremento súbito de la presión de inyección ocasionado por la naturaleza hidrófila del gel. Dicha caracterización se llevó a cabo con inyección de aceite.

La porosidad del medio disminuyó con un factor de 0.52, es decir, que el valor de porosidad para el medio con presencia de *PPG* bajó del 62.35 % a 32.65%.

Debido a que la permeabilidad absoluta del medio poroso cambia si existe presencia de *PPG*, se propuso utilizar el término 'pseudo-permeabilidad' absoluta para referirse a la permeabilidad modificada por el gel.

Los resultados experimentales de diferencial de presión medido para las determinaciones de pseudo-permeabilidad absoluta se muestran en la figura 7.2. En el gráfico se presenta el diferencial de presión en función de los volúmenes porosos inyectados con el fin de hacer comparables las determinaciones a diferentes gastos.

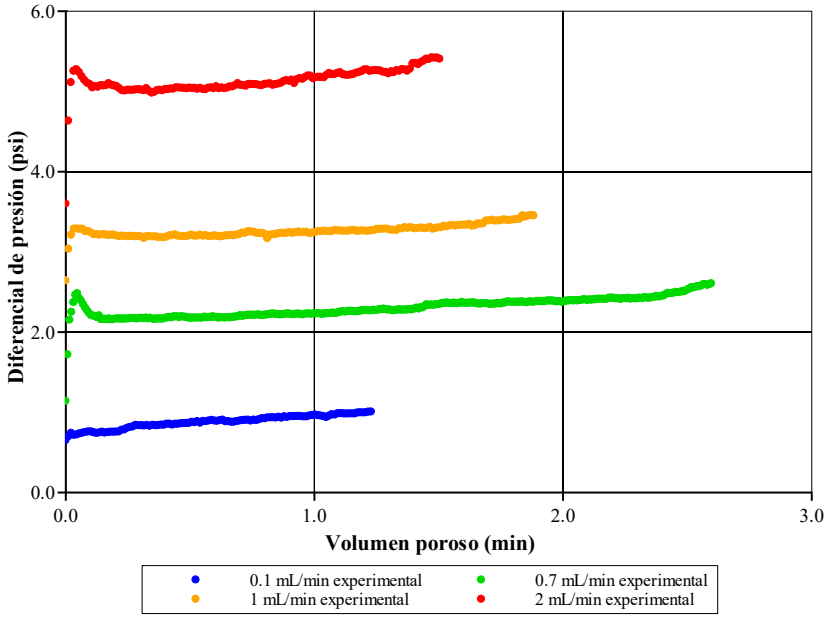


Figura 7.3 Resultados experimentales de la determinación de pseudo -permeabilidad absoluta a los gastos de 0.1, 0.7, 1.0 y 2.0 mL/min, medida con aceite.

Se determinó por laboratorio que existe una dependencia de la pseudo-permeabilidad absoluta en relación con el gasto de inyección, debido a la naturaleza deformable del gel. Por esta razón, en este trabajo se realizó un análisis de las pseudo-permeabilidades absolutas, permeabilidades efectivas y relativas; el detalle de los resultados del análisis de permeabilidades se presenta en el anexo A: Análisis de permeabilidades. De acuerdo con este análisis, se concluyó que las pseudo-permeabilidades absolutas de interés para la simulación del *PPG* en la columna empacada son las determinadas con aceite a los gastos de 0.7 mL/min, 1.0 mL/min y 2.0 mL/min.

3. Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua irreductible (S_{wirr})

Con el fin de determinar la permeabilidad efectiva al aceite, en laboratorio se realizó la inyección de aceite a un gasto constante de 2 mL/min en la columna empacada con *PPG* a la condición de S_{wirr}, cuyo valor es igual a 58 %. Los resultados del diferencial de presión se muestran en la figura 7.3.

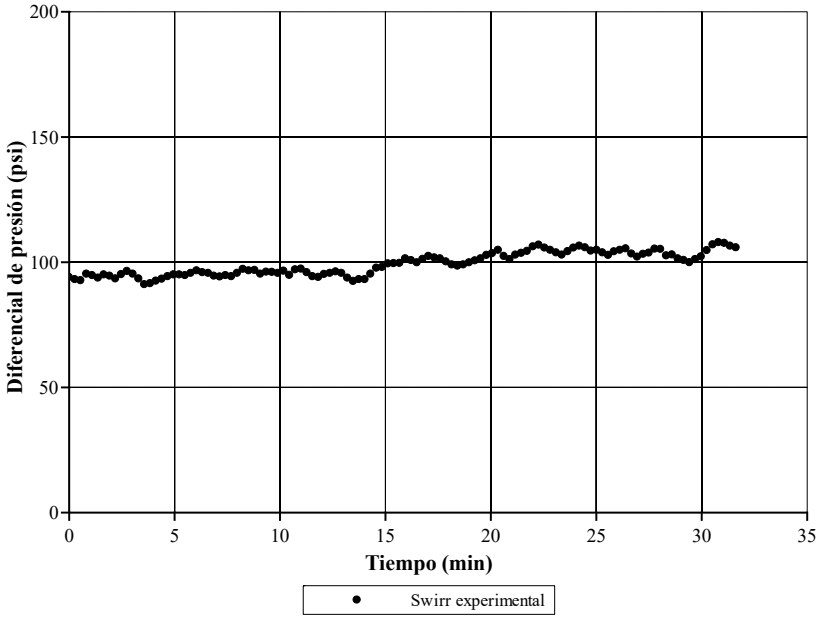


Figura 7.4 Resultados experimentales del desplazamiento de aceite a condiciones de S_{wirr}.

La permeabilidad efectiva al aceite a S_{wirr} tiene un valor de 477.02 mD.

4. Determinación de la permeabilidad efectiva al agua a condiciones de saturación de aceite residual (S_{or})

Se inyectó agua en la columna empacada con *PPG* a la condición de S_{or}, para el cálculo de la permeabilidad efectiva al agua. La inyección se realizó a 2 mL/min, el diferencial de presión medido por el efecto de la inyección de agua se muestra en la figura 7.5.

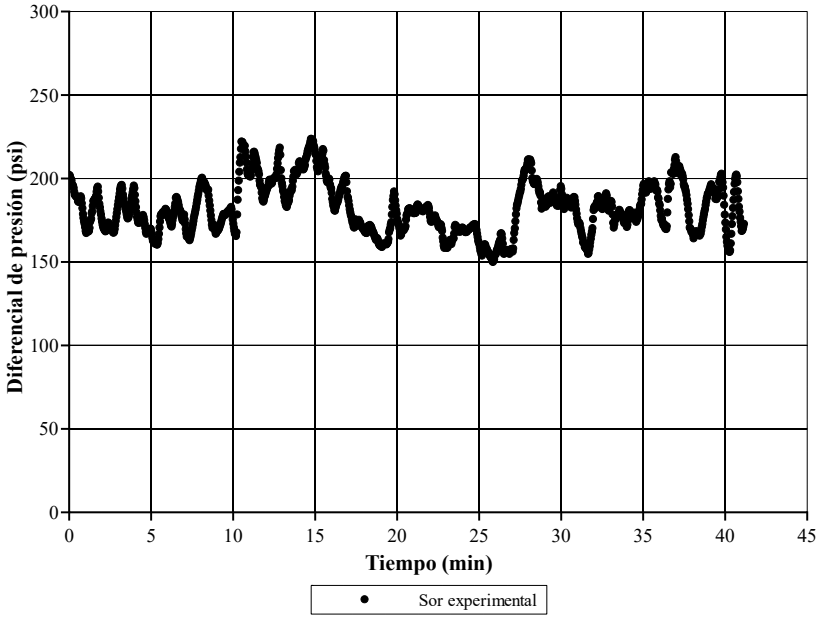


Figura 7.5 Resultados experimentales del desplazamiento de agua a condiciones de S_{or}.

Cabe mencionar que la S_{or} determinada para el medio empacado tiene un valor igual al 8 %, mientras que la permeabilidad efectiva al agua a S_{or} tiene un valor 10.9 mD.

Se generó una tabla resumen con los resultados experimentales que serán utilizados para la simulación del gel de partículas preformadas se resumen en la tabla 7.3.

Tabla 7.3 Resultados experimentales que serán utilizados para la simulación del gel de partículas preformadas.

Etapa	Fluido inyectado	Porosidad [%]	S_w [%]	S_o [%]	$Q_{inyección}$ [mL/min]	Δp [psi]	Permeabilidad	
							Tipo	Valor [mD]
1	Agua desionizada	62.33	100	0	30	1.63	Permeabilidad absoluta	16632.78
2	Aceite	32.65	0	100	2	2.13	Pseudo-permeabilidad absoluta	9220.11
					1	3.26		7189.27
					0.7	2.17		6823.54
					0.1	0.91		2383.77
3	Aceite		58	42	2	99.2	Efectiva al aceite	477.02
4	Agua de producción		92	8	2	181.97	Efectiva al agua	10.9

Posteriormente, se calcularon las permeabilidades relativas en los *end-points*, dividiendo las permeabilidades efectivas entre la pseudo-permeabilidad absoluta, de acuerdo con la ecuación 6.1. El comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa entre S_{wirr} y S_{or} se obtuvo utilizando las ecuaciones de Brooks-Corey y los exponentes de 8 y 2 para n_w y n_o, respectivamente, correspondientes a un medio fuertemente mojado por agua.[24] Las curvas propuestas por laboratorio se presentan en la figura 7.6.

Cabe mencionar que, si bien el valor de k_{rw}, sin embargo debido a que el valor de Kabsoluta (16,632 mD) que se está manejando es muy alto debido a que se tiene una fractura de alta conductividad, la k efectiva correspondiente es de 10.9 mD.

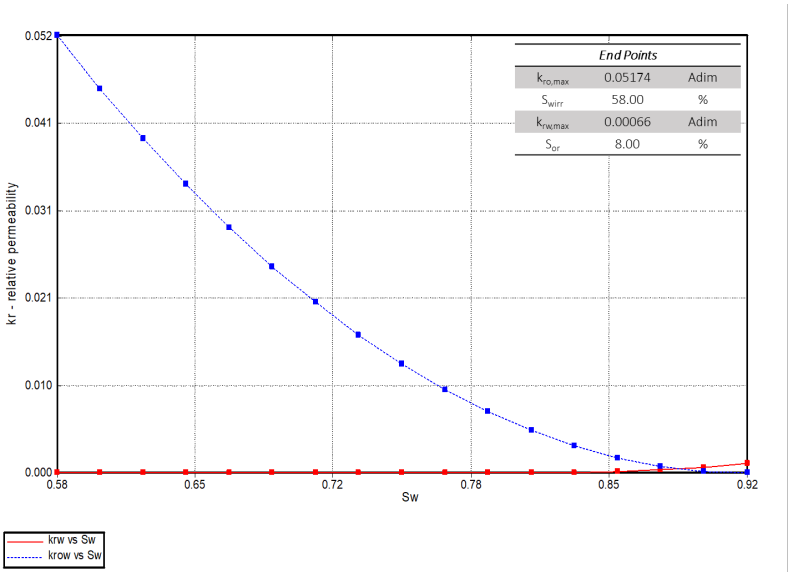


Figura 7.6 Curvas de permeabilidad relativa propuestas por laboratorio.

5. Historia de saturaciones de los fluidos en el medio con *PPG*

Con base en los resultados de las etapas anteriores reportadas en el trabajo experimental de Beristain (2020) se acoplaron las presiones de inyección obtenidas en etapas de desplazamiento a diferentes condiciones. El comportamiento retomado de laboratorio parte de una saturación igual al 100%, inyección de aceite para acondicionar el medio a S_{wirr} a un gasto de 0.7 mL/min, inyección de aceite a 2.0 mL/min con el fin de determinar la permeabilidad efectiva al aceite k_o, posteriormente se realizó la inyección de agua a un gasto de 0.7 mL/min para acondicionar el medio a la S_{or} y finalmente, inyección de agua en S_{or} a 2.0 mL/min para calcular la permeabilidad efectiva al agua k_w.

Los resultados experimentales obtenidos para la reproducción de saturaciones de fluidos en la columna empacada se muestran en la figura 7.7.

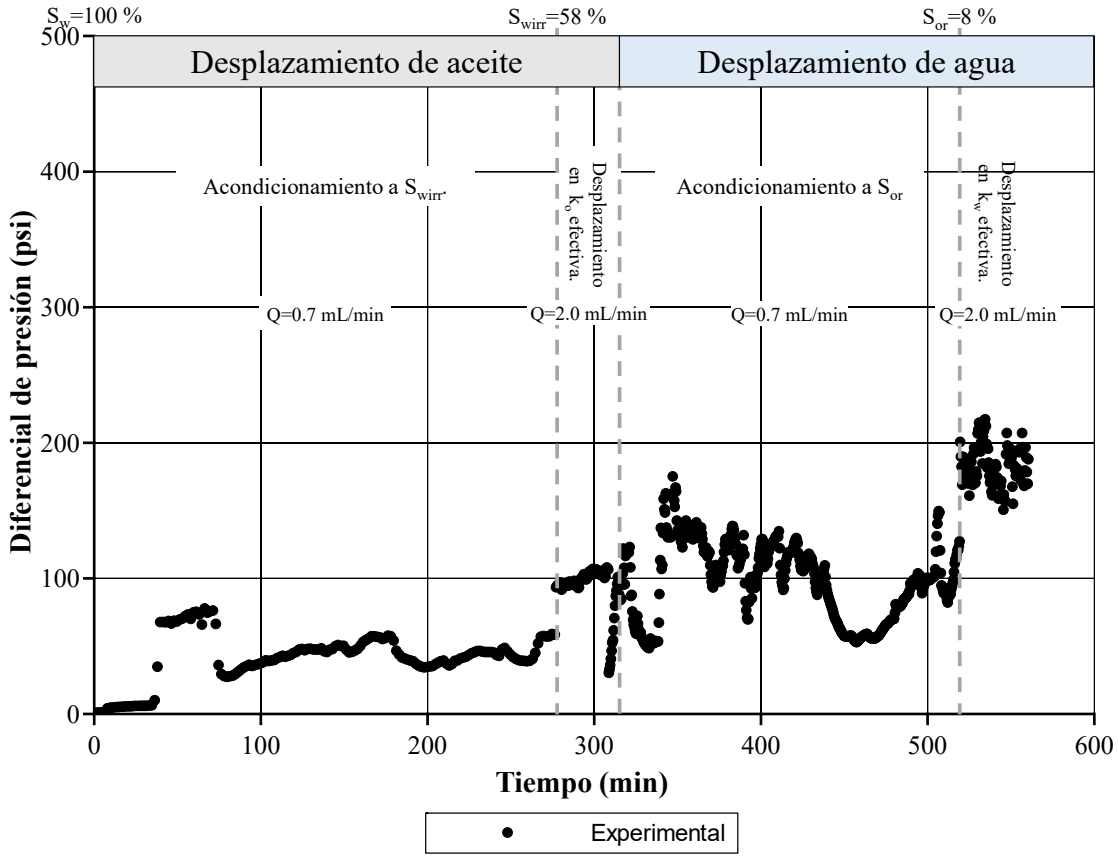


Figura 7.7 Presión de inyección experimental.

7.2 Caso práctico: Sistema matriz-fractura (apilamiento de tapones de roca)

Se retomó un modelo experimental matriz-fractura compuesto por cuatro tapones de roca Guelph Dolomite apilados y fracturados de manera axial. En la figura 7.7 se presenta un diagrama del apilamiento de los tapones de roca, mientras que los resultados experimentales que serán utilizados para las simulaciones se muestran en la tabla 7.4.

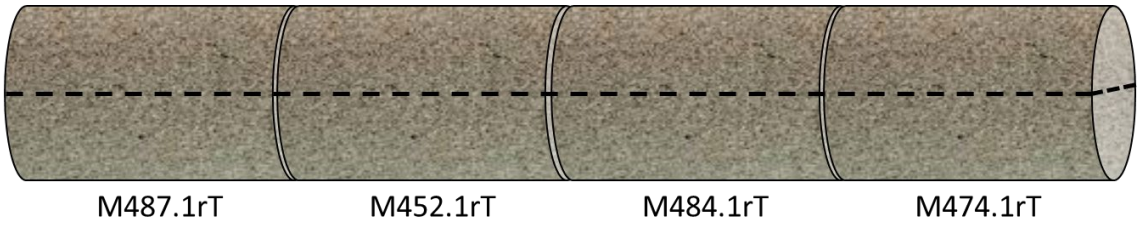


Figura 7.8 Diagrama del sistema matriz-fractura.

Tabla 7.4 Resultados de la caracterización petrofísica del apilamiento de tapones de roca.

Longitud [cm]	Diámetro [cm]	Volumen poroso [cm^3]	Porosidad [%]	Permeabilidad absoluta [mD]
28.11	3.80	40.67	12.76	94.83

Las propiedades de los fluidos utilizados se presentan en la tabla 7.5.

Tabla 7.5 Propiedades de los fluidos utilizados.

ID USIP	Fluido	Densidad [g/cm^3]	Viscosidad [cP]
M0847-2c	Agua de producción	1.027	1.1
M0224a	Aceite	0.8784	26.25

En el anexo B: Caracterización de la red de fracturas discretas, se detalla el análisis de volúmenes que se realizó para obtener la apertura promedio de la red de fracturas, los resultados del análisis se presentan en la tabla 7.6.

Tabla 7.6 Resultados del análisis de la red de fracturas transversales y fractura axial.

Propiedad		Valor	Unidades
Apertura de fracturas transversales	$w_{f_{trans}}$	0.04	[cm]
Apertura de fractura axial	$w_{f_{axial}}$	0.02	[cm]

Las curvas de permeabilidad relativa para la matriz que se asignarán al modelo de simulación se presentan en la figura 7.9, cuyo valor de S_{wirr} y S_{or} son 17.0 % y 28.0 %, respectivamente. Cabe mencionar que estas curvas fueron determinadas de manera experimental en un tapón de roca carbonatada de características similares a los que componen el apilamiento.

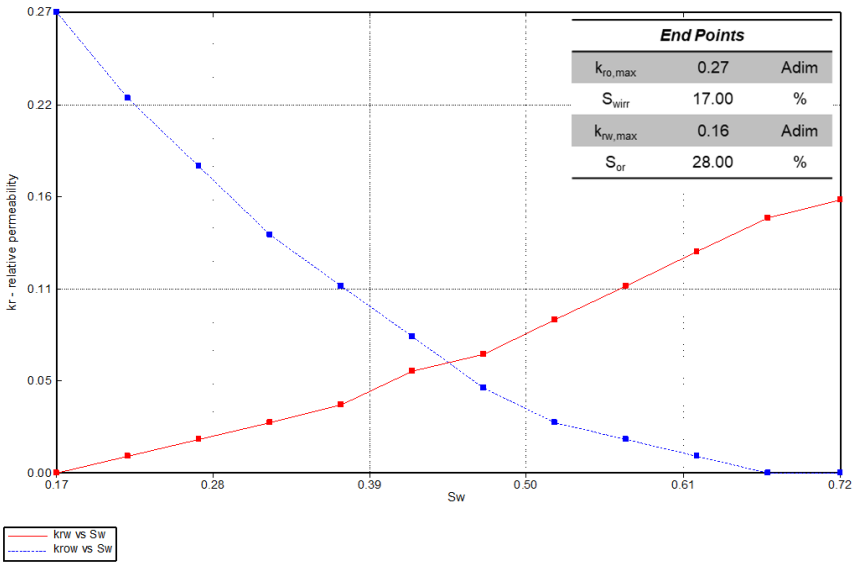


Figura 7.9 Curvas de permeabilidad relativa experimentales que se asignarán al sistema matriz de roca.

8 DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN

La simulación del gel de partículas preformadas *PPG* se realizó en dos secciones; en una primera parte se validaron los resultados experimentales en la columna empacada con esferas de vidrio y *PPG* y se optimizaron las curvas de permeabilidad relativa propuestas por laboratorio, mientras que en la segunda parte del trabajo se simuló un caso de un medio fracturado con presencia de diversificadores de flujo a escala de laboratorio.

8.1 Fractura de alta conductividad (columna empacada)

La presencia del gel de partículas preformadas se modeló a partir de curvas de permeabilidad relativa, ya que el cambio desproporcionado de las permeabilidades efectivas entre al agua y el aceite es el principal mecanismo por el cual el *PPG* hace que se diversifique el flujo de las fracturas hacia la matriz de roca.

Para validar la simulación *PPG* fue necesario reproducir los experimentos a escala de laboratorio a través del cambio desproporcionado de las permeabilidades relativas. Por lo que se realizaron 5 etapas de simulación. En las primeras 4 etapas, se tomaron como referencia los desplazamientos a escala de laboratorio, mientras que en la quinta etapa la reproducción de la historia de saturaciones de fluidos en la columna, desde una condición de saturación de agua del 100 % hasta la saturación de aceite residual (S_{or}):

1. Validación de la determinación de permeabilidad absoluta del medio sin *PPG*
2. Validación de la pseudo-permeabilidad absoluta del medio con *PPG*
3. Validación de la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua irreductible (S_{wirr})
4. Validación de la permeabilidad efectiva al agua a condiciones de saturación de aceite residual (S_{or})
5. Reproducción de la historia de saturaciones de fluidos en el medio con *PPG* (ajuste de curvas de k_r)

A continuación, se describen los modelos de simulación utilizados para la reproducción de los desplazamientos en la columna.

1. Validación de la permeabilidad absoluta del medio sin *PPG*

El modelo de simulación consta de una malla de 20 celdas en dirección de *i*, 1 en dirección de *j* y 10 celdas en dirección de *k*. En la figura 8.1 se presenta la malla del modelo de simulación utilizado el cuál se utilizó como representación del modelo físico presentado en la figura 7.1.

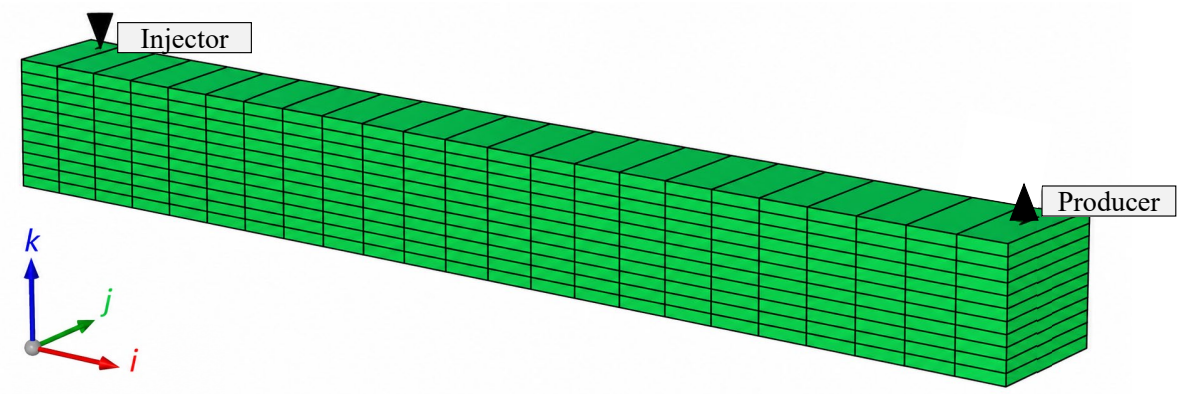


Figura 8.1 Malla del modelo de simulación para representar el sistema experimental.

El modelo de simulación se inicializó con base en los parámetros determinados de manera experimental. Las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad se asignaron de acuerdo con las mostradas para la etapa 1 en la tabla 7.3, teniendo valores de 62.33 % y 16,632.78 mD, respectivamente, considerando una saturación de agua igual a 100%.

Se definió el componente agua 1 para representar al agua desionizada utilizada en el desplazamiento en laboratorio. Cuyas propiedades se presentaron en la fila 1 (Q473) de la tabla 7.2.

Para el medio poroso, debido a que en esta etapa se tiene flujo de una sola fase, se definieron curvas de permeabilidad relativa en forma de "X", pues no se consideran efectos capilares ni competencia de flujo. Las curvas de k_r utilizadas, se muestran en la figura 8.2.

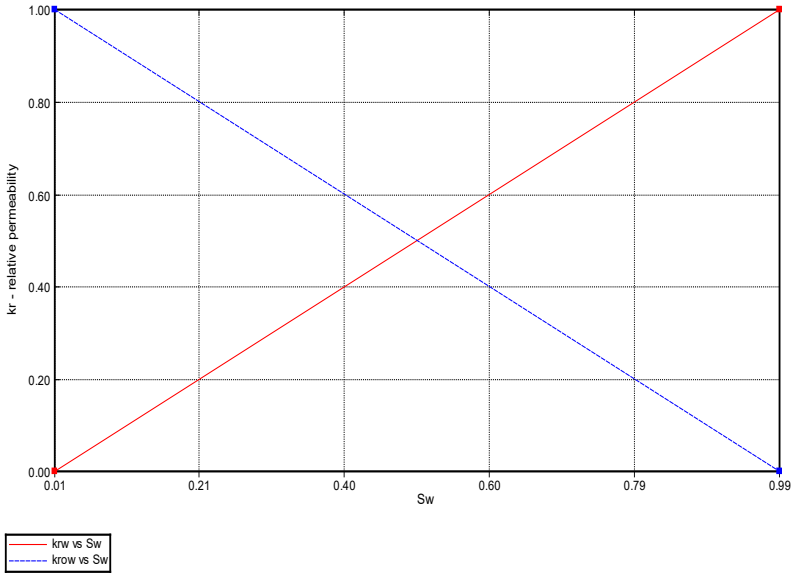


Figura 8.2 Curvas de permeabilidad relativa asignadas al modelo de simulación sin presencia de *PPG*.

Las condiciones de trabajo para todos los modelos generados son de temperatura de 22 °C y presión de 14.7 psi.
Para reproducir el comportamiento de flujo en la columna se utilizaron 1 pozo inyector y 1 productor. Las condiciones de frontera de los pozos se presentan en la tabla 8.1.

Tabla 8.1 Condiciones de frontera de los pozos.

Pozo	Restricción	Valor	Unidades
Inyector	Inyección de fluidos	30	mL/min
Producer	Presión de fondo	14.7	psi

El parámetro utilizado para la validación de las simulaciones es el diferencial de presión, el cual será reportado en el capítulo 9 de resultados. Se espera que el resultado de diferencial de presión sea similar al obtenido en laboratorio, con un valor de 1.63 psi. Reportado en la figura 7.2 y la tabla 7.3.

2. Validación de la pseudo-permeabilidad absoluta del medio con *PPG*

Debido a la dependencia de la permeabilidad absoluta con respecto del gasto de inyección, se realizaron 4 modelos de simulación para la validación de la pseudo-permeabilidad absoluta del medio sin *PPG*. En general, los modelos de simulación utilizados en esta etapa son muy similares a los de la etapa de simulación 1, solamente modificando los siguientes parámetros.

- Porosidad

Toma un valor igual a 32.65 % debido a la presencia del *PPG*.

- Pseudo-permeabilidad absoluta

Se determinó por laboratorio que existe una dependencia de la pseudo-permeabilidad absoluta con relación al gasto de inyección, debido a la naturaleza deformable del gel. Los gastos de inyección de aceite y la pseudo-permeabilidad absoluta determinada a tales gastos se presentan en la tabla 8.2.

Tabla 8.2 Pseudo-permeabilidad absoluta dependiente del gasto de inyección de aceite en un medio con presencia de PPG.

Gasto de inyección de aceite [mL/min]	Pseudo-permeabilidad absoluta [mD]	Factor de reducción de permeabilidad * [adim]
2	9,220.11	0.55
1	7,189.27	0.43
0.7	6,823.54	0.41
0.1	2,383.77	0.14

*: Se calculó un factor de reducción de la pseudo-permeabilidad absoluta con respecto del valor original sin *PPG* de 16,632.78 mD.

A cada uno de los 4 modelos de simulación desarrollados en esta etapa se le asignaron un gasto de inyección de aceite con la respectiva pseudo-permeabilidad absoluta calculada a ese gasto.

- Componentes

Se definió el componente aceite para representar al fluido utilizado en el desplazamiento en laboratorio. Cuyas propiedades de densidad y viscosidad se presentaron en la tabla 7.2 (M0224a).

- Saturaciones

La saturación de aceite a la que se inicializó el modelo es igual al 100%, de acuerdo con las determinaciones de laboratorio.

- Condición de frontera del pozo inyector

A cada modelo de simulación realizado en esta etapa se le asignó un gasto de inyección. La inyección de aceite se realizó a los gastos de 2 mL/min, 1 mL/min, 0.7 mL/min y 0.1 mL/min, respectivamente, para cada modelo de simulación como se presenta en la tabla 8.2.

Debido a que solamente se presenta flujo monofásico de aceite, las curvas de permeabilidad relativa utilizadas son en forma de "X" tal como se muestra en la figura 8.2.

El diferencial de presión esperado como resultado de las simulaciones en esta etapa es el que se muestra en la figura 7.3 del capítulo de antecedentes experimentales.

3. Validación de la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua irreductible (S_{wirr})

El modelo de simulación utilizado en esta etapa es similar a los de la etapa 2, modificando los siguientes parámetros:

- Pseudo-permeabilidad absoluta

La inyección de aceite se realizó a 2 mL/min, por lo que de acuerdo con la tabla 8.2, el valor correspondiente fue de 9,220.11 mD.

- Componentes

Adicional al componente aceite, se definió el componente agua para representar al agua de producción utilizada en los desplazamientos en laboratorio. Cuyas propiedades se presentaron en la tabla 7.2 (M0847-2) del capítulo 7.

- Saturaciones

Se inicializó la saturación de agua correspondiente a la S_{wirr}, con un valor igual al 58%.

- Condición de frontera del pozo inyector

La inyección de aceite se realizó a gasto constante de 2 mL/min, como se indica en la etapa 3 de la tabla 7.3.

- Curvas de permeabilidad relativa

Se modificaron las curvas de permeabilidad relativa conforme a las propuestas por laboratorio para el sistema con *PPG*, presentadas en la figura 7.6.

El diferencial de presión esperado como resultado de las simulaciones en esta etapa es el que se muestra en la figura 7.4 del capítulo de antecedentes experimentales.

4. Validación de la permeabilidad efectiva al agua a condiciones de saturación de aceite residual (S_{or}).

El modelo de simulación utilizado en esta etapa es similar al de la etapa 3, modificando los siguientes parámetros:

- Saturaciones

Se inicializó la saturación de aceite a la condición de saturación de aceite residual, con un valor igual al 8%, por lo que la saturación de agua era igual a 92%.

- Condición de frontera del pozo inyector

Para esta validación se inyectó agua de formación a gasto constante de 2 mL/min, como se mostró en la etapa 4 de la tabla 7.3.

El diferencial de presión esperado como resultado de las simulaciones en esta etapa es el que se muestra en la figura 7.5 del capítulo de antecedentes experimentales.

5. Reproducción de la historia de saturaciones de fluidos en el medio con *PPG*

Esta etapa de simulación consiste en reproducir la historia de saturaciones del medio poroso de acuerdo con las inyecciones experimentales. El modelo parte de una saturación de agua igual al 100%, se inyectó aceite para acondicionar el medio a S_{wirr} a un gasto de 0.7 mL/min,

se incrementó el gasto de inyección a 2.0 mL/min para la validación de la permeabilidad efectiva al aceite (validación realizada en la etapa 3). Posteriormente, se inyectó agua a 0.7 mL/min para acondicionar el medio a la S_{or} y finalmente se incrementó el gasto de inyección de agua a 2.0 mL/min para la validación de la permeabilidad efectiva al agua (validación realizada en la etapa 4).

El resumen de los desplazamientos de fluidos en esta etapa se presenta en la tabla 8.3.

Tabla 8.3 Resumen de fluido inyectado, gasto de inyección y saturaciones del medio con presencia de *PPG*.

Etapa		Fluido inyectado	Gasto inyección [mL/min]	Estado inicial	Estado final
5.1	Acondicionamiento a S_{wirr}	Aceite	0.7	S_w=100 %	S_{wirr}=58 %
5.2	Desplazamiento en k_o efectiva	Aceite	2.0	S_{wirr}=58 %	S_{wirr}=58 %
5.3	Acondicionamiento a S_{or}	Agua de producción	0.7	S_{wirr}=58 %	S_{or}=8 %
5.4	Desplazamiento en k_w efectiva	Agua de producción	2.0	S_{or}=8 %	S_{or}=8 %

La presión de inyección esperada como resultado de las simulaciones en esta etapa es la que se muestra en la figura 7.7 del capítulo de antecedentes experimentales.

En general, el modelo de simulación utilizado en esta etapa es muy similar a los de las etapas 3 y 4, con la diferencia de que en esta etapa de simulación el objetivo es obtener curvas de permeabilidad relativa representativas del medio con presencia de *PPG* modificando la forma de las curvas experimentales a través de los exponentes de Brooks-Corey.

Para la reproducción de la historia de saturaciones de fluidos en la columna empacada con presencia de *PPG* se propusieron tres escenarios:

a) Pseudo-Permeabilidad absoluta constante
b) Pseudo-Permeabilidad absoluta como una función del gasto de inyección
c) Pseudo-Permeabilidad absoluta como una función del gasto de inyección y permeabilidades dependientes del fluido inyectado

a) Pseudo-Permeabilidad absoluta constante

En una primera aproximación, se asignó la máxima permeabilidad medida, igual a 9,220.11 mD durante todo el tiempo, simulando un medio no deformable con permeabilidad absoluta

constante, así como las curvas de permeabilidad relativa propuestas experimentalmente para un medio fuertemente mojado al agua, las cuáles se presentaron en la figura 7.6.

b) Pseudo-Permeabilidad absoluta como una función del gasto de inyección

De acuerdo con las determinaciones de pseudo-permeabilidad absoluta realizadas en laboratorio, se tiene un medio deformable con permeabilidad en función del gasto de inyección, por lo que como segunda aproximación de la simulación se modificó la pseudo-permeabilidad para cada gasto, de acuerdo con la tabla 8.2, utilizando la opción "*Restart*" integrada en *Builder*.

Las pseudo-permeabilidades absolutas asignadas en cada etapa y modificadas con dicha función se retomaron de las validadas en la etapa 2 y mostradas en la tabla 8.2 del desarrollo.

c) Pseudo-Permeabilidad absoluta como una función del gasto de inyección y permeabilidades dependientes del fluido inyectado

Debido a que los escenarios a y b no replicaron el comportamiento experimental mostrado en la figura 7.6, se realizó la optimización de las curvas de permeabilidad relativa propuestas por laboratorio a través de un ajuste automatizado integrado en el software. Partiendo de la premisa de que los end points de las curvas se validaron en las etapas 3 y 4 del desarrollo, los parámetros que se variaron para realizar el ajuste de la presión de inyección fueron los exponentes de Corey, tomando un intervalo de 1 a 10 con 20 pasos de discretización, la función objetivo a minimizar fue el error de la presión de inyección.

Se realizaron corridas del ajuste automatizado de la presión de inyección en 4 etapas:

5.1.c. Acondicionamiento a S_{wirr}: Ajuste automatizado de la presión de inyección con aceite a gasto de 0.7 mL/min

5.2.c. Inyección de aceite en S_{wirr}: Cambio de la pseudo-permeabilidad absoluta correspondiente al gasto de 2 mL/min

5.3.c. Acondicionamiento a S_{or}: Ajuste automatizado de la presión de inyección con agua a 0.7 mL/min

5.4.c. Inyección de agua en S_{or}: Cambio de la pseudo-permeabilidad absoluta correspondiente al gasto de 2 mL/min

5.1.c. Acondicionamiento a S_{wirr}: Ajuste automatizado de la presión de inyección con aceite a gasto de 0.7 mL/min

El ajuste automatizado desarrollado en esta szb-etapa corresponde al tiempo de 0 min 277 min, al acondicionamiento a S_{wirr} al gasto de inyección de aceite de 0.7 mL/min.

Partiendo de la premisa de que los end points de las curvas se validaron en las etapas 3 y 4 del desarrollo, los parámetros que se variaron para realizar el ajuste de la presión de inyección fueron los exponentes de Corey, tomando un intervalo de 1 a 10 con 20 pasos de discretización, la función objetivo a minimizar fue el error de la presión de inyección.

5.2.c. Inyección de aceite en S_{wirr}: Cambio de la pseudo-permeabilidad absoluta correspondiente al gasto de 2 mL/min

Para el ajuste de la presión de inyección en esta etapa se incrementó la pseudo-permeabilidad absoluta al valor correspondiente con el gasto de inyección de 2.0 mL/min, de acuerdo con la tabla 8.2 (9,220.11 mD).

5.3.c. Acondicionamiento a S_{or}: Ajuste automatizado de la presión de inyección con agua a 0.7 mL/min

Se realizó el ajuste automatizado de la presión de inyección siguiendo la misma metodología empleada durante la etapa 5.1.c en el tiempo de 310 min a 520 min. Obteniendo curvas de permeabilidad relativa diferentes a las obtenidas en la etapa mencionada.

5.4.c. Inyección de agua en S_{or}: Cambio de la pseudo-permeabilidad absoluta correspondiente al gasto de 2 mL/min

Para el ajuste de la presión de inyección en esta etapa se incrementó la pseudo-permeabilidad absoluta al valor correspondiente al gasto de inyección de 2.0 mL/min, de acuerdo con la tabla 8.2 (9,220.11 mD).

Cabe mencionar que, con el fin de restar el peso de los datos fuera de tendencia en los ajustes automatizados de las etapas 5.1.c y 5.3.c se eliminaron las crestas y los valles señalados con rojo en la figura 8.3.

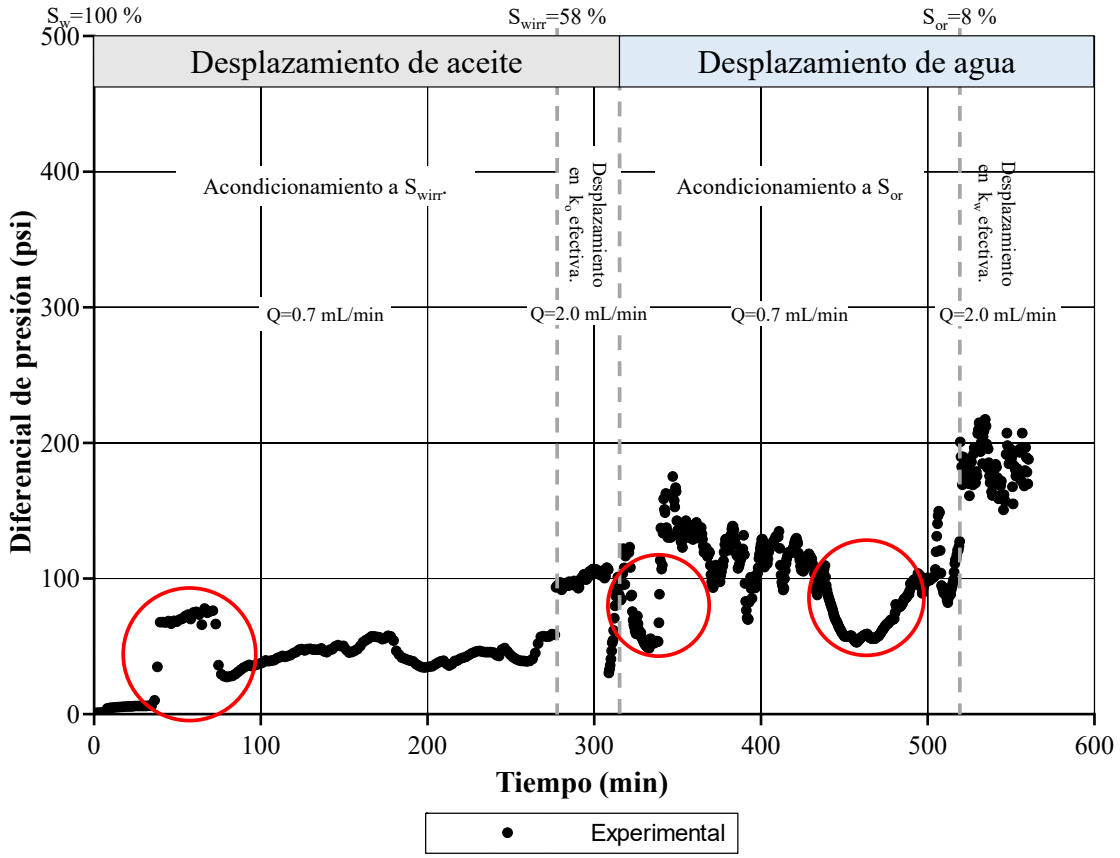


Figura 8.3 Filtrado de los datos fuera de tendencia en el ajuste automatizado de presión de inyección.

De las optimizaciones con el ajuste automatizado de la presión de inyección se obtuvieron dos sets de curvas de permeabilidad relativa que se utilizaron posteriormente para la validación del comportamiento completo del diferencial de presión. Este cambio en las curvas de permeabilidad relativa dependiente del fluido desplazado es justificado debido a la naturaleza hidrófila del *PPG* y la retención de agua.

El modelo de simulación para la validación del comportamiento completo del diferencial de presión se realizó mediante la herramienta "*Restart*". La simulación estaba compuesta por 4 submodelos acoplados con esta función. En la figura 8.4 se presenta el planteamiento de los modelos de simulación para el ajuste de la presión de inyección.

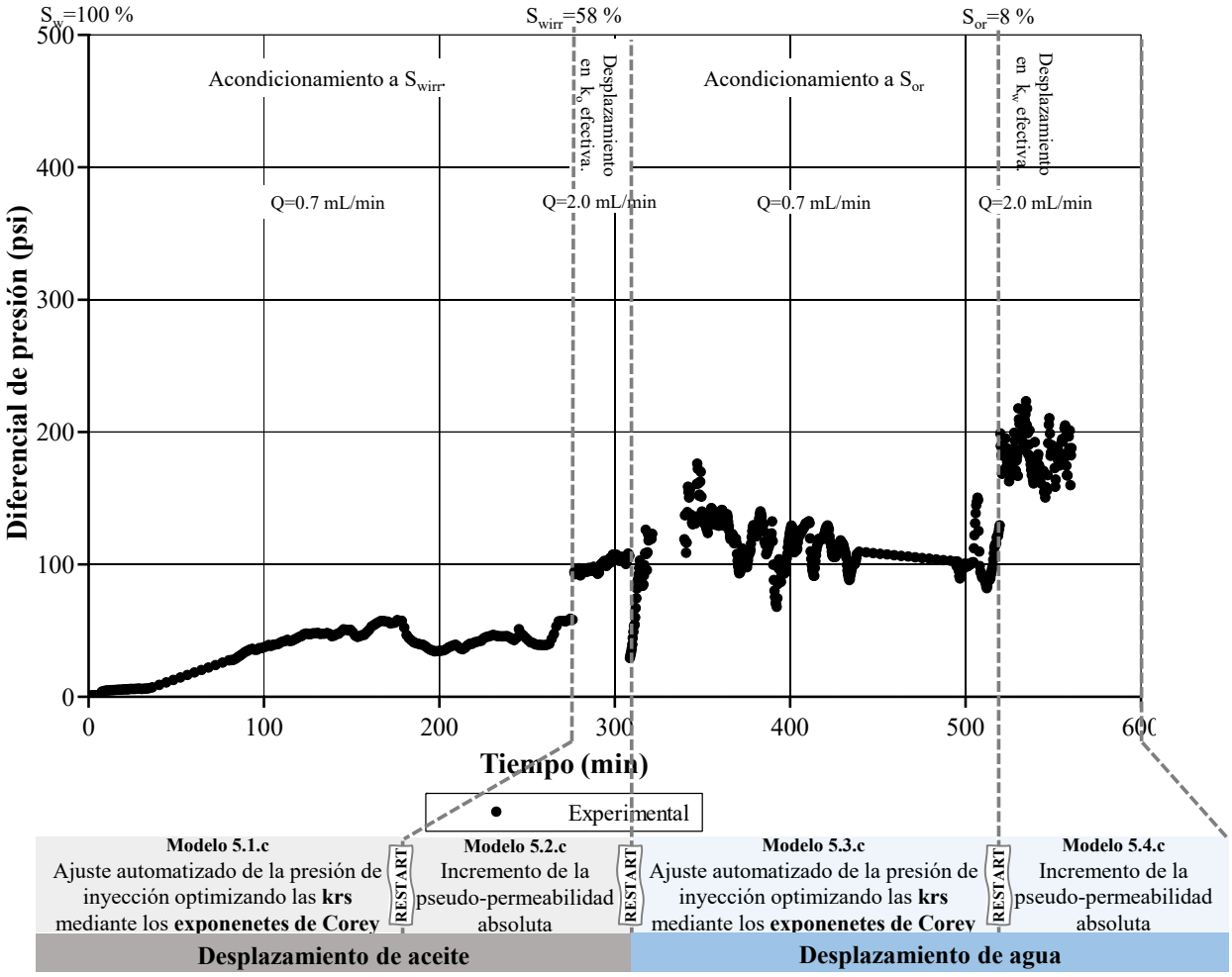


Figura 8.4 Planteamiento de los modelos de simulación para el ajuste de la presión de inyección.

En el gráfico se muestran los datos de presión de inyección medidos en laboratorio, las líneas verticales dividen cada uno de los modelos de simulación que se utilizaron para realizar el ajuste de la presión, los modelos se esquematizan en los recuadros de la parte inferior de la figura.

8.2 Caso práctico: Sistema matriz-fractura (apilamiento de tapones de roca)

Los resultados obtenidos de la validación en la columna empacada con *PPG* se aplicaron en el modelo experimental matriz-fractura, al cual se le asignaron las propiedades mostradas en el capítulo 7 de antecedentes experimentales.

Se construyó un modelo de simulación representativo de un sistema de matriz de roca con una red de fracturas discreta a escala de laboratorio para evaluar el factor de recuperación por inyección de agua en la red de fracturas abierta en comparación con la implementación del *PPG*. Asimismo, se hicieron modelos para reproducir el comportamiento del gel *In-Situ* en el sistema fracturado con el fin de compararlo con el *PPG*.

Para comparar las tecnologías de *PPG* y gel *In-Situ* se realizaron los siguientes 3 modelos de simulación:

1. Simulación del canal conductivo abierto, como caso base
2. Simulación de gel *In-Situ* con permeabilidad absoluta
3. Simulación de *PPG* con curvas de permeabilidad relativa

El caso base estaba compuesto de dos sistemas, matriz de roca y fractura. En el caso de los otros tres modelos, lo cuales consideraban la presencia de diversificadores de flujo (*PPG* y gel *In-Situ*) estaban definidos a través de tres sistemas; matriz, fractura y diversificador de flujo.

1. Simulación del canal conductivo abierto, como caso base

Se construyó un modelo de simulación de fracturas discretas que consta de una malla de 31 celdas en dirección de i, 5 celdas en dirección de j y 7 celdas en dirección de k, cuyas dimensiones del modelo de simulación se retomaron de la tabla 7.4.

La capa de la celda 4 en dirección de k representa la fractura axial del apilamiento, mientras que las celdas 8, 16 y 24 en dirección de i representan las uniones de los tapones de roca apilados. En las figuras 8.5 y 8.6, se presenta el modelo de simulación y la red de fracturas discreta, respectivamente.

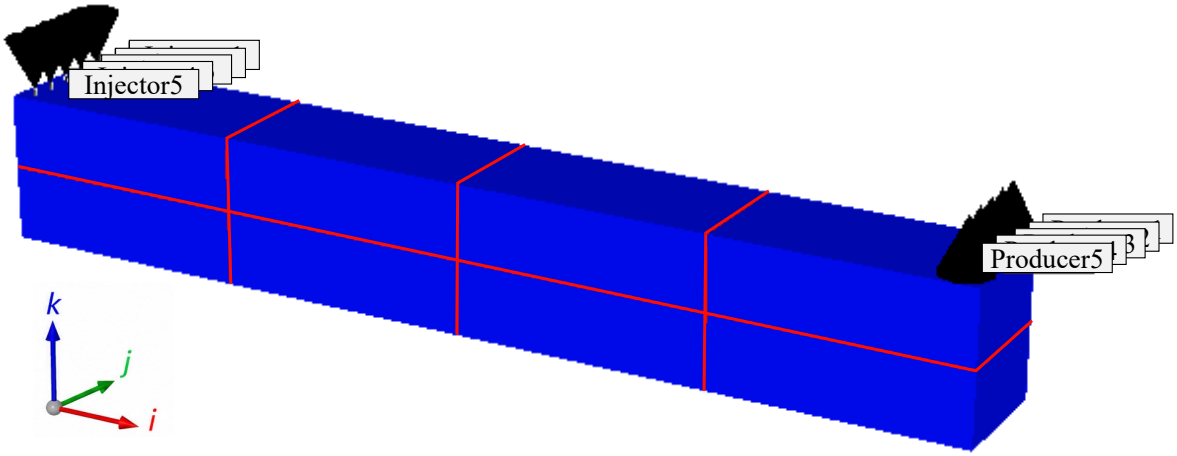


Figura 8.5 Malla del modelo de simulación del apilamiento.

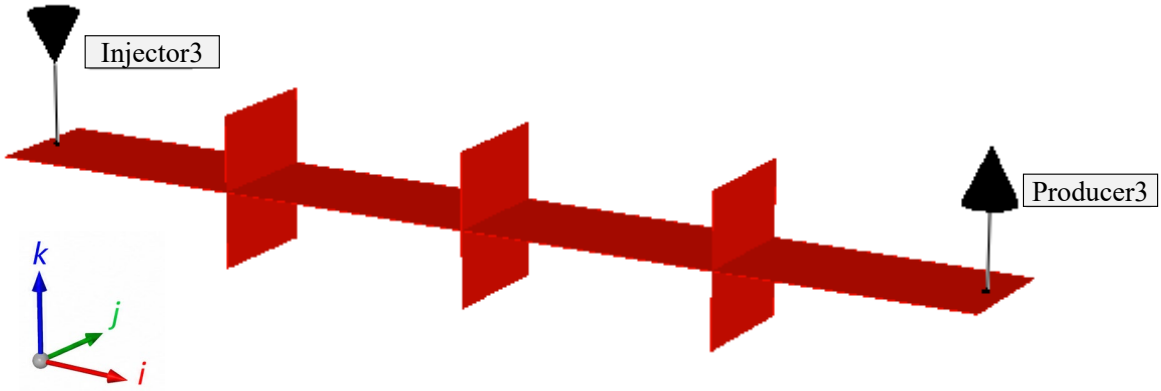


Figura 8.6 Red de fracturas discretas en el apilamiento.

Sistema matriz

Para el caso del sistema matriz, se retomaron las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad del apilamiento determinadas en laboratorio, presentadas la sección de Antecedendes Experimentales en la tabla 7.4. El modelo de simulación se inicializó a una saturación de S_{wirr} determinada de manera experimental en un tapón de roca carbonatada de características similares a los que componen el apilamiento, correspondiente al 17%.

Se definieron dos componentes nombrados agua y aceite, para representar los fluidos mostrados en la tabla 7.5.

Las curvas de permeabilidad relativa asignadas al sistema matriz de roca son las mostradas en la figura 7.9 en la sección de antecedentes experimentales.

Sistema fractura

El sistema fractura se compone de una red de fracturas transversales; es decir, fracturas ortogonales al flujo de inyección y una fractura axial, paralela al flujo de inyección (figura 8.6).

El detalle del cálculo de las propiedades petrofísicas de la fractura se presenta en el anexo B. Los resultados del análisis se resumen en la tabla 8.4.

Tabla 8.4 Propiedades de la red de fracturas.

Fractura	Apertura [cm]	Porosidad [%]	Permeabilidad [D]
Transversal	0.04	100*	13,328
Axial	0.02	100*	3,332

*Se consideró que la fractura es una junta (joint) en la que no existe desplazamiento entre los bloques por lo que no hay material de relleno o molienda que reduzca la porosidad de la fractura.

Cabe mencionar que la permeabilidad estimada para el sistema fractura es la permeabilidad intrínseca del canal conductivo considerando flujo entre placas, reportada en Darcy.

Se consideró que la fractura se encontraba completamente saturada de aceite debido a que experimentalmente la inyección de agua en el apilamiento debería estar precedida por un acondicionamiento a la S_{wirr}. Por lo que el sistema fractura se inicializó con una saturación de aceite igual al 100% y saturación de agua de 0 %. Es importante mencionar que la saturación inicial de la fractura es diferente de la S_{wirr} propuesta para la matriz ya que se modelaron como dos sistemas diferentes.

Debido a que la fractura es un medio de alta conductividad se consideró que no existen efectos de capilares y las curvas de permeabilidad relativa asignadas a la fractura fueron en forma de “X”. Las curvas de k_r se muestran en la figura 8.7.

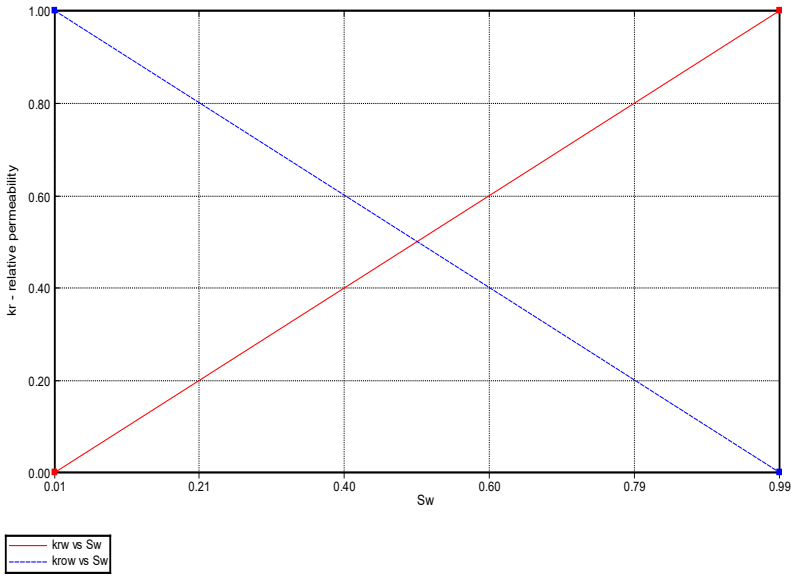


Figura 8.7 Curvas de permeabilidad relativa asignadas a la fractura sin presencia de *PPG*.

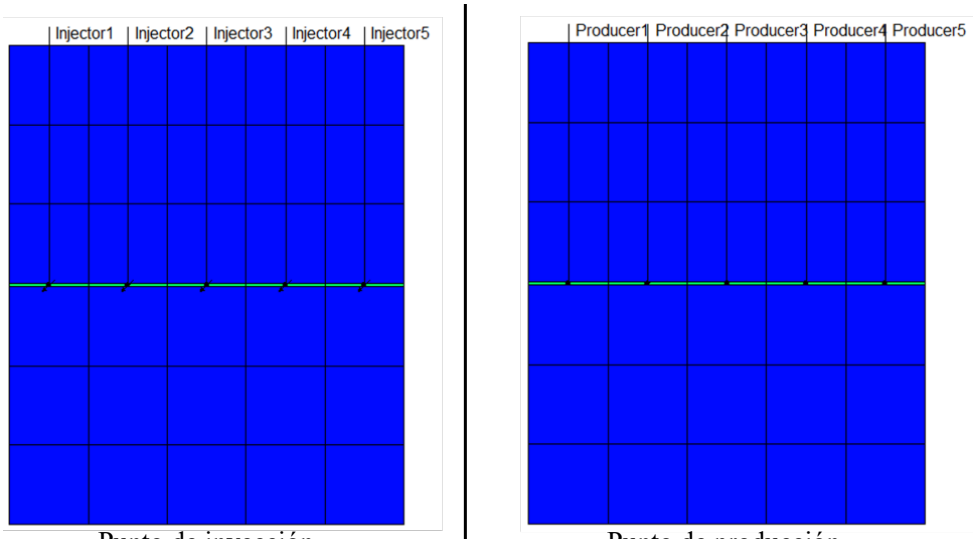
Las condiciones de trabajo para todos los modelos generados son de temperatura de 22 °C y presión de 1,000 psi.

Se utilizaron 5 pozos inyectores y 5 productores perforados en los extremos del apilamiento y disparados en las celdas centrales, correspondientes a la fractura axial. Las condiciones de frontera de los pozos se presentan en la tabla 8.5, mientras que la esquematización de los pozos se muestra en la figura 8.8.

Tabla 8.5 Condiciones de frontera de los pozos.

Pozo	Cantidad	Disparos	Restricción	Valor	Unidades
Inyector	5	1, 1:5, 4	Inyección agua	0.4*	mL/min
Productor	5	31, 1:5, 4	Presión de fondo	1,000	psi

*: El gasto de agua total que se inyectó al apilamiento fue de 2.0 mL/min, ya que es la suma de los gastos de inyección de cada pozo.



Punto de inyección
Plano JK con celda i=1

Punto de producción
Plano JK con celda i=31

Figura 8.8 Disparos de los pozos. Plano JK con celdas i=1 e i=31 para el punto de inyección y producción, respectivamente.

Como resultados de las simulaciones se obtuvieron el comportamiento del factor de recuperación de aceite, el corte de agua, el volumen de agua acumulado, las presiones del sistema y de inyección y la saturación de agua en el medio.

Se consideró un tiempo de inyección de agua de manera continua de 6 horas, equivalente a 720 mL de agua inyectada.

Condiciones generales de simulación

Con el fin de comparar el caso base con los escenarios que incorporan gel *In-Situ* y *PPG*, las tres simulaciones se desarrollaron a partir de un mismo modelo base. En todos los casos, el tiempo total de simulación es de 6 horas. Sin embargo, para los modelos que incluyen diversificadores de flujo, el tratamiento se implementa a las 0.5 horas de tiempo de simulación. A partir de este punto, se evalúa el efecto de cada tecnología en comparación con el caso base, el cual considera la fractura abierta sin presencia de gel.

2. Simulación del gel *In-Situ* con permeabilidad absoluta

Como el gel *In-Situ* restringe por completo el flujo de fluidos en los canales donde es colocado, la presencia de este gel se modeló a partir de la permeabilidad absoluta. El modelo de simulación con estas consideraciones es el mismo que el generado para el caso base, solamente modificando el valor de permeabilidad absoluta en la fractura, asignando un valor igual a 0.05 mD.

Las celdas con la modificación de la permeabilidad absoluta se muestran en la figura 8.9, que corresponden a la red de fracturas discreta. No se modificó la permeabilidad absoluta en las celdas que contenían los pozos productores e inyectores debido a que numéricamente el modelo de simulación no convergía.

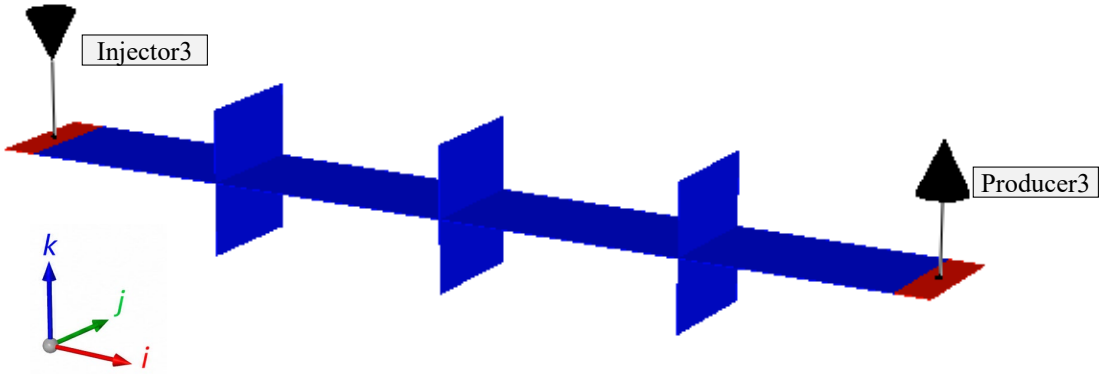


Figura 8.9 Red de fracturas con permeabilidad modificada.

En color azul se muestran las celdas con la consideración del gel *In-Situ*, mientras que en color rojo las celdas en las que se encontraban disparados los pozos.

3. Simulación de *PPG* con curvas de permeabilidad relativa

Para la simulación del medio con presencia de *PPG* se retomó el modelo desarrollado en el caso 1 (simulación del canal conductivo abierto, como caso base.), cambiando los parámetros obtenidos durante la validación del *PPG* en la columna empacada. Los parámetros modificados fueron:

- Porosidad

Se modificó la porosidad del medio por la presencia del gel de partículas preformadas. De acuerdo con las relaciones obtenidas en los antecedentes experimentales (etapa 2 de la columna empacada; determinación de la pseudo-permeabilidad absoluta del medio con *PPG*), la porosidad de un medio con 100% de porosidad en presencia de *PPG* disminuye a un valor de 52.38 %.

- Permeabilidad absoluta

La permeabilidad de la fractura con *PPG* se calculó utilizando la ecuación 8.1, la cual se propuso con base en el factor de reducción de la permeabilidad en función del gasto de inyección, como se mostró en la tabla 8.2.

$$k_{frac_{PPG}} = k_{frac_{AP}} \times (f_{red}) \qquad \text{.....} \qquad (8.1)$$

Donde $k_{frac_{PPG}}$ es la permeabilidad de la fractura con presencia de *PPG*, $k_{frac_{AP}}$ es la permeabilidad de las fracturas del apilamiento sin presencia de *PPG* y k_{re} es el factor de la reducción de permeabilidad. Como la inyección en el modelo de simulación se realizó a 2.0

mL/min el factor de reducción de la permeabilidad utilizado es de 0.55. Las permeabilidades de las fracturas con presencia de *PPG* en el apilamiento de tapones de roca se muestran en la tabla 8.6.

Tabla 8.6 Permeabilidad de fracturas con presencia de *PPG* en el apilamiento de tapones de roca.

Fractura	Permeabilidad sin *PPG* [D]	Reducción de permeabilidad [adim]	Permeabilidad con *PPG** [D]
Transversal	13,328	0.55	7,330
Axial	3,332	0.55	1,832

*: Permeabilidad de la fractura con *PPG* estimada a 2 mL/min.

- Curvas de permeabilidad relativa

Se asignaron las curvas de permeabilidad relativa obtenidas durante la validación en la columna empacada a las celdas correspondientes a la red de fracturas.

Las curvas de permeabilidad relativa asignadas a las fracturas son las presentadas en la figura 8.10.

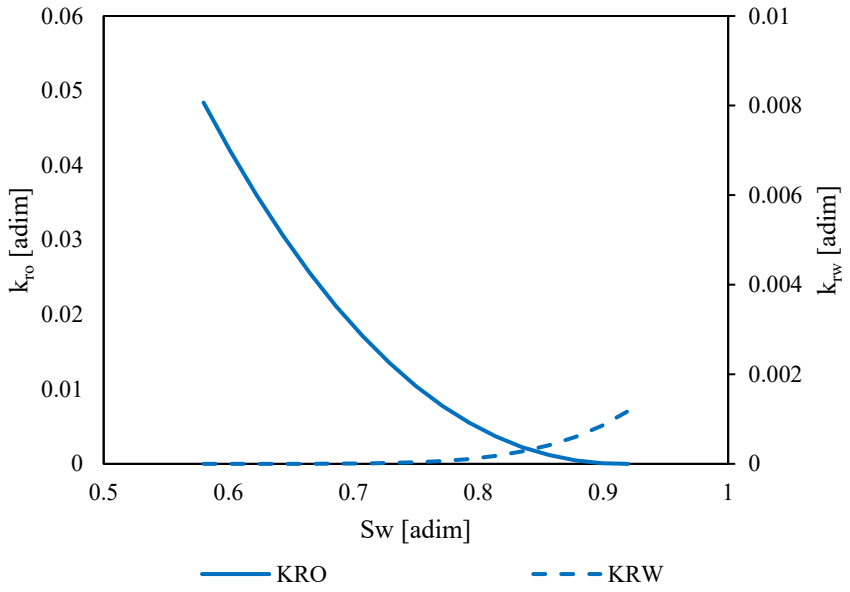


Figura 8.10 Curvas de permeabilidad relativa asignadas a la red de fracturas.

Cabe mencionar que estas curvas son el resultado de la optimización realizada en la etapa 5.3.c del análisis de la columna empacada con *PPG*, en la que se consideró inyección de agua a 0.7 mL/min, y se presentarán en la sección de resultados de este trabajo.

9 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

La simulación del gel de partículas preformadas *PPG* se realizó en dos secciones; en una primera parte se validaron los resultados experimentales en la columna empacada con *PPG* y se optimizaron las curvas de permeabilidad relativa propuestas por laboratorio, mientras que en la segunda parte del trabajo se simuló un caso de un medio fracturado con diversificadores de flujo a escala de laboratorio.

9.1 Fractura de alta conductividad (columna empacada)

Como resultado de la validación de los modelos de simulación del gel de partículas preformadas se compararon los diferenciales de presión experimentales con los obtenidos por simulación.

9.1.1 Validación de la determinación de permeabilidad absoluta del medio sin *PPG*

El diferencial de presión obtenido durante la validación de permeabilidad absoluta se presenta en la figura 9.1, en donde se observa que los resultados de la simulación corresponden con los resultados experimentales, por lo que se valida la permeabilidad absoluta medida con agua.

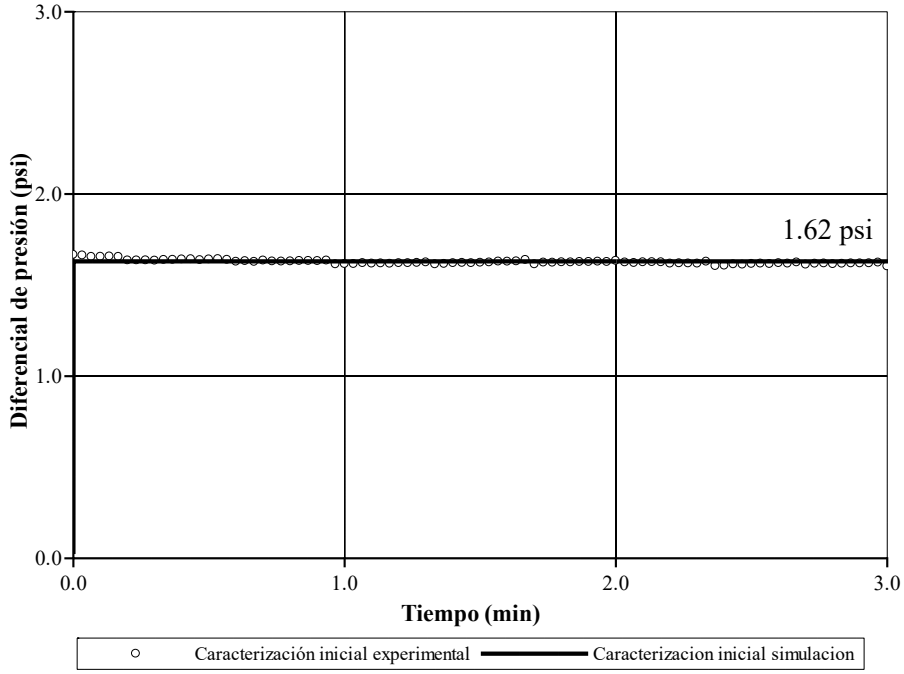


Figura 9.1 Comparación del diferencial de presión experimental (círculos) y el obtenido de la simulación (línea continua) por el desplazamiento de agua desionizada en la columna sin *PPG*.

9.1.2 Validación de la pseudo-permeabilidad absoluta del medio con *PPG*

Los resultados de diferencial de presión a cada gasto son presentados en la figura 9.2, en la que se observa que los resultados de la simulación corresponden a los experimentales, por lo que queda validada la pseudo-permeabilidad con inyección de aceite a diferentes gastos.

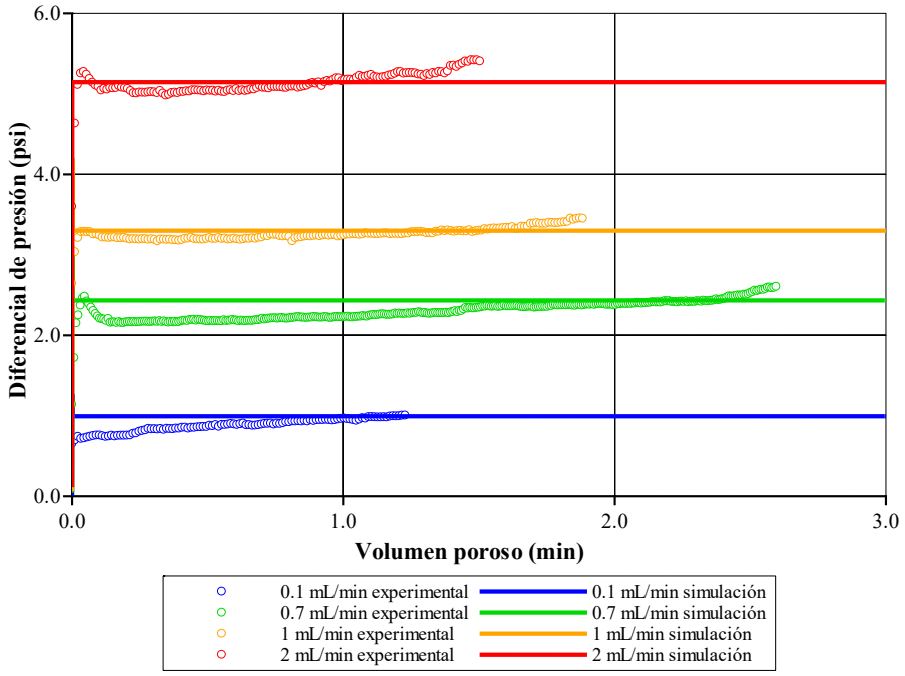


Figura 9.2 Comparación del diferencial de presión experimental (círculos) y el obtenido de las simulaciones (líneas continuas) por la inyección de aceite a diferentes gastos de inyección.

9.1.3 Validación de la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua irreductible (S_{wirr})

El diferencial de presión resultante de la simulación y el experimental se comparan en la figura 9.3, en la que se observa que, en general, los datos experimentales se sobreponen con los obtenidos de la simulación. En el tiempo de entre 20 min y 30 min existe la mayor variación de los datos, sin embargo, esto no representa un error considerable debido a que la oscilación de la medición se atribuye a la naturaleza deformable del gel.

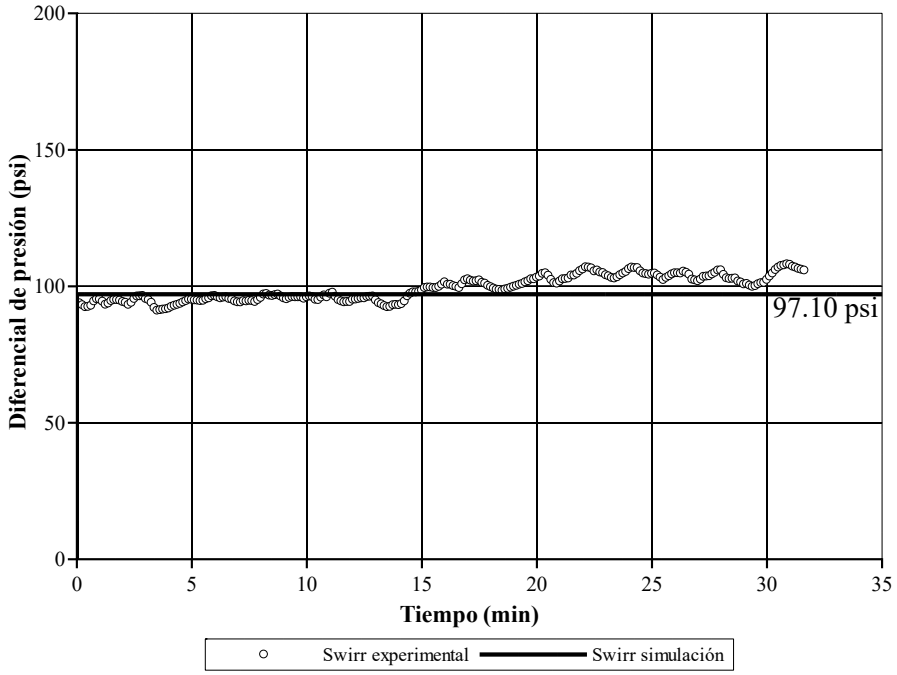


Figura 9.3 Comparación del diferencial de presión experimental (círculos) y el obtenido de la simulación (línea continua) por la inyección de aceite a S_{wirr}.

9.1.4 Validación de la permeabilidad efectiva al agua a condiciones de saturación de aceite residual (S_{or})

El diferencial de presión resultante de la simulación y el experimental se comparan en la figura 9.4. Las variaciones que presenta el diferencial de presión obtenido de laboratorio se atribuyen a la naturaleza deformable del gel de partículas preformadas. En general, el diferencial de presión experimental promedio y el resultante de la simulación son similares, por lo que se considera validado el punto a condiciones de saturación de aceite residual de las curvas de permeabilidad relativa.

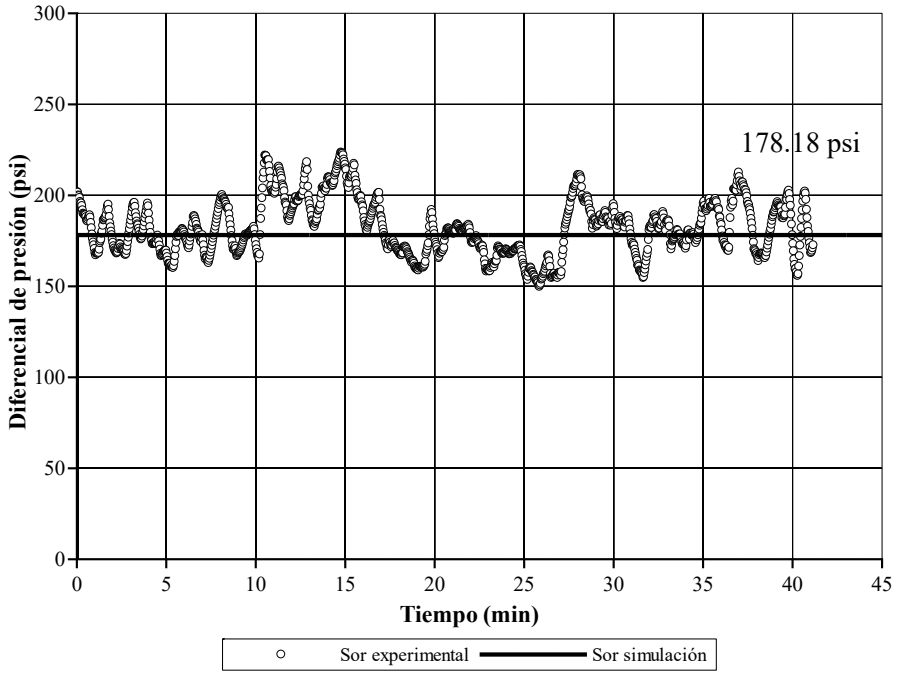


Figura 9.4 Comparación del diferencial de presión experimental (círculos) y el obtenido de la simulación (línea continua) por la inyección de aceite a Sor.

9.1.5 Reproducción de la historia de saturaciones de fluidos en el medio con *PPG*

Los modelos realizados en esta etapa de simulación tuvieron como objetivo validar las saturaciones de fluidos de la columna con *PPG*. Los escenarios propuestos para la simulación fueron:

9.1.5.1 Pseudo-permeabilidad absoluta constante
9.1.5.2 Pseudo-permeabilidad absoluta como una función del gasto de inyección
9.1.5.3 Pseudo-permeabilidad absoluta como una función del gasto de inyección y curvas de permeabilidad relativa dependientes del fluido inyectado

9.1.5.1 Pseudo-permeabilidad absoluta constante

En la figura 9.5 se muestra el resultado de la primera simulación, el cual consideraba válidas para todo el comportamiento las curvas de permeabilidad relativa propuestas por laboratorio, como puede observarse no se reproducen los resultados experimentales representados con puntos negros.

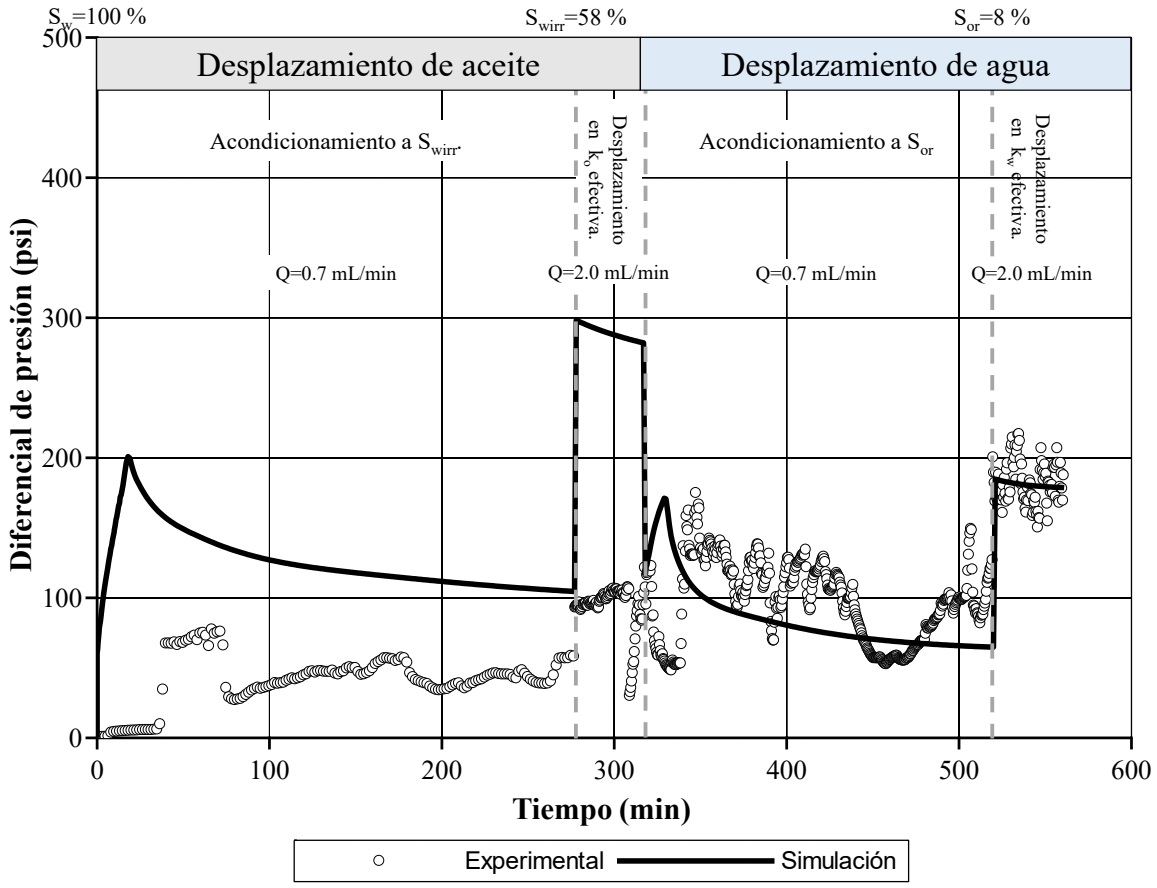


Figura 9.5 Comparación del diferencial de presión experimental (círculos) y el obtenido de la simulación (línea contínua) considerando la pseudo-permeabilidad absoluta constante.

En principio, las inyecciones para la determinación de las permeabilidades efectivas (intervalos de 277 min a 310 min y de 520 min a 560 min) fueron validadas en las etapas 3 y 4 para la permeabilidad efectiva al aceite y al agua, respectivamente. Sin embargo, en la corrida completa para la reproducción de la historia de saturación en la columna no se logró un ajuste con respecto de los datos experimentales.

Con base en los resultados de esta sección, en la corrida siguiente se incorporó el comportamiento deformable debido a la presencia del *PPG*.

9.1.5.2 Pseudo-permeabilidad absoluta como una función del gasto de inyección

La simulación en esta etapa considera la deformabilidad del gel de partículas preformadas a través de la modificación de la pseudo-permeabilidad en función del gasto de inyección. Se realizó mediante 4 corridas de simulación acopladas con la función *Restart*.

Las pseudo-permeabilidades absolutas asignadas en cada etapa y modificadas con *Restart* se retomaron de las validadas en la etapa 2 y mostradas en la tabla 8.2 del desarrollo.

El resultado del diferencial de presión se presenta en la figura 9.6, en la que se observa que los resultados de la simulación no se ajustan con los experimentales.

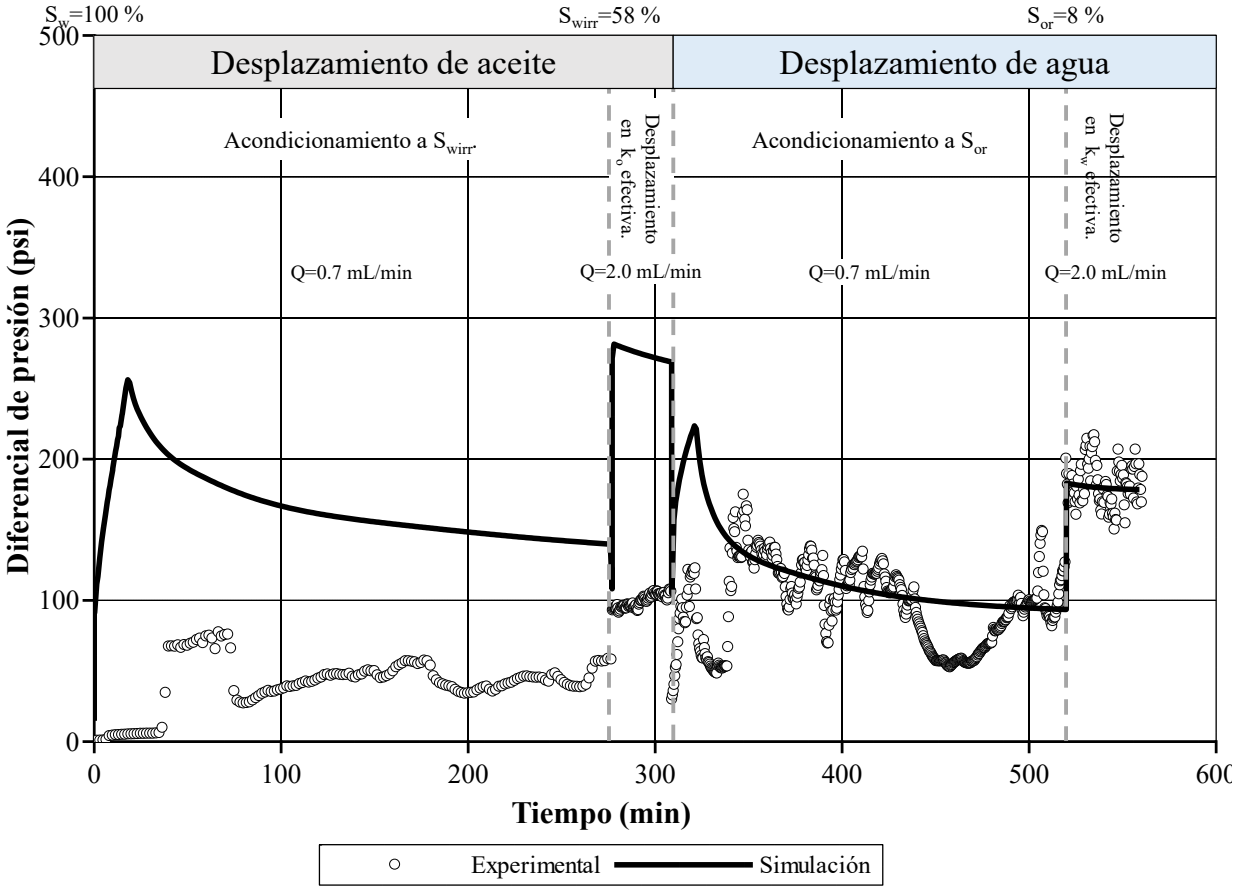


Figura 9.6 Comparación de presión de inyección experimental y la obtenida de la simulación, considerando un medio deformable.

Si bien se obtuvo un ajuste relativamente bueno durante el periodo de inyección de agua (después de 350 min), el modelo de simulación se considera que no reproduce el comportamiento del desplazamiento de aceite, probablemente debido a que las curvas de permeabilidad relativa son dependientes de la fase fluyente en la fractura.

9.1.5.3 Pseudo-permeabilidad absoluta como una función del gasto de inyección y curvas de permeabilidad relativa dependientes del fluido inyectado

Se hicieron dos consideraciones para el ajuste de la presión de inyección en esta etapa de simulación.

1. La pseudo-permeabilidad absoluta es una función del gasto de inyección de fluidos debido a la deformabilidad del *PPG*.
2. Las curvas de permeabilidad relativa están influenciadas por el fluido inyectado.

El planteamiento de los modelos de simulación utilizados para reproducir el comportamiento de diferencial de presión en el medio con presencia de *PPG* se presentó en la figura 8.4.

Los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad de las curvas de permeabilidad relativa se presentan en la figura 9.8 para el caso de la inyección de aceite a 0.7 mL/min para el acondicionamiento a S_{wirr}, y figura 9.9 para el caso de la inyección de agua a 0.7 mL/min para el acondicionamiento a S_{or}. En donde los datos experimentales son los puntos de color azul, el caso base del que parte la optimización es la curva de color negro, las posibles soluciones probadas por el simulador son las curvas azul claro y la curva color café es la solución óptima que mejor ajusta a los datos experimentales.

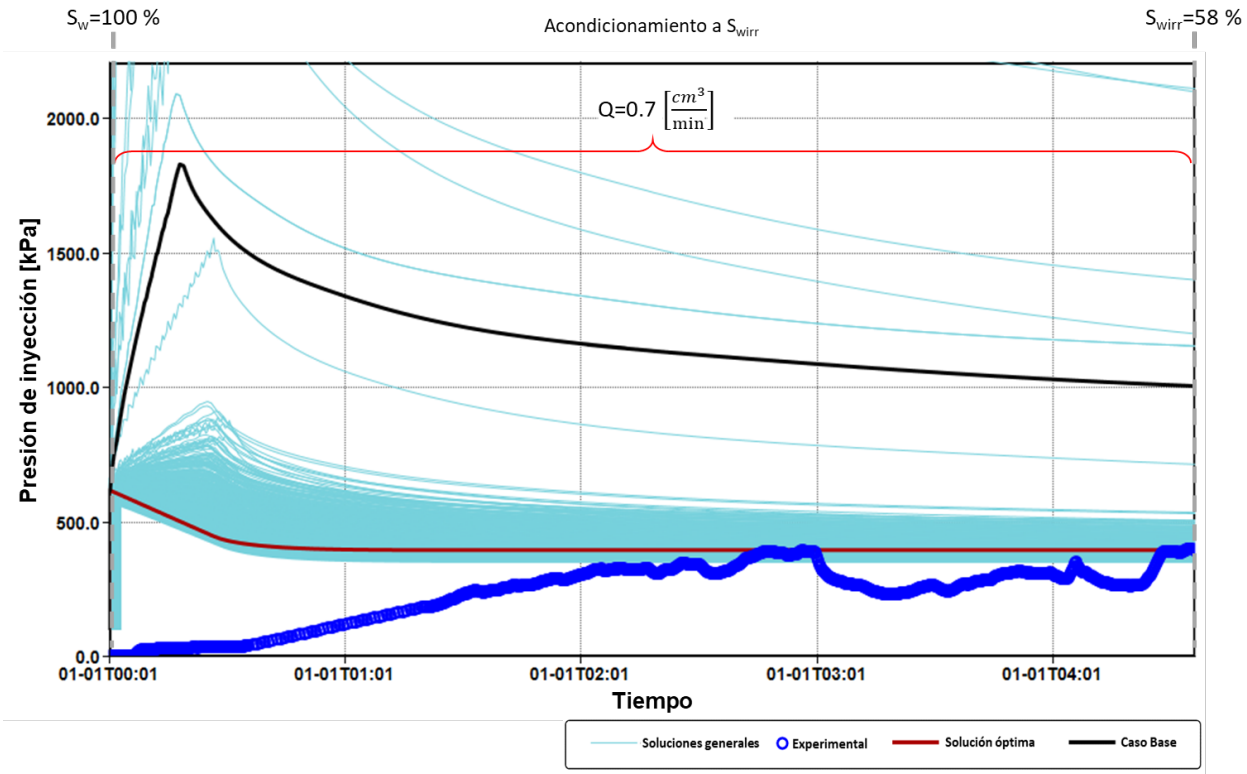


Figura 9.7 Ajuste del diferencial de presión con CMOST para la inyección de aceite a 0.7 mL/min.

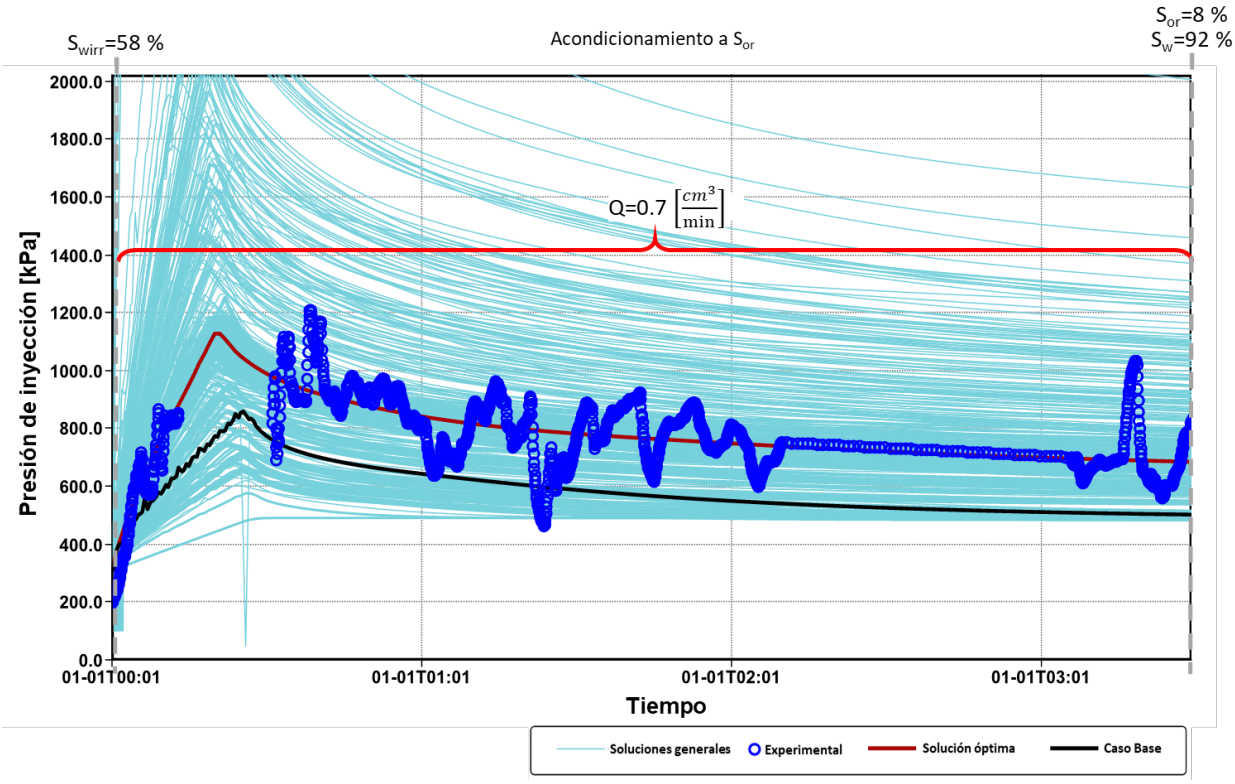


Figura 9.8 Ajuste del diferencial de presión con CMOST para la inyección de agua a 0.7 mL/min.

El diferencial de presión obtenido de esta simulación resulta ser muy similar a los datos experimentales, tal como se muestra en la figura 9.10. Con base en estos resultados se puede afirmar que el mejor ajuste se obtuvo con las consideraciones realizadas.

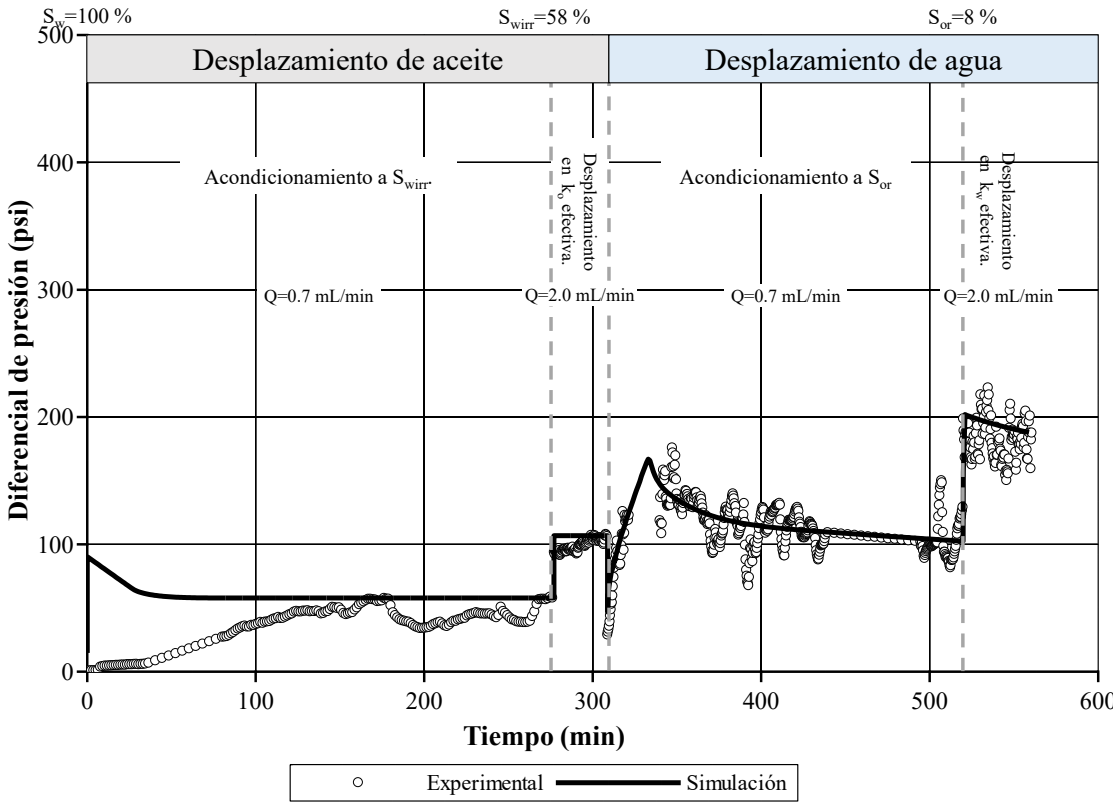


Figura 9.9 Comparación del diferencial de presión experimental y el obtenido de la metodología de simulación propuesta.

Las curvas de permeabilidad relativa obtenidas por el análisis de sensibilidad con *CMOST* se comparan en la figura 9.11.

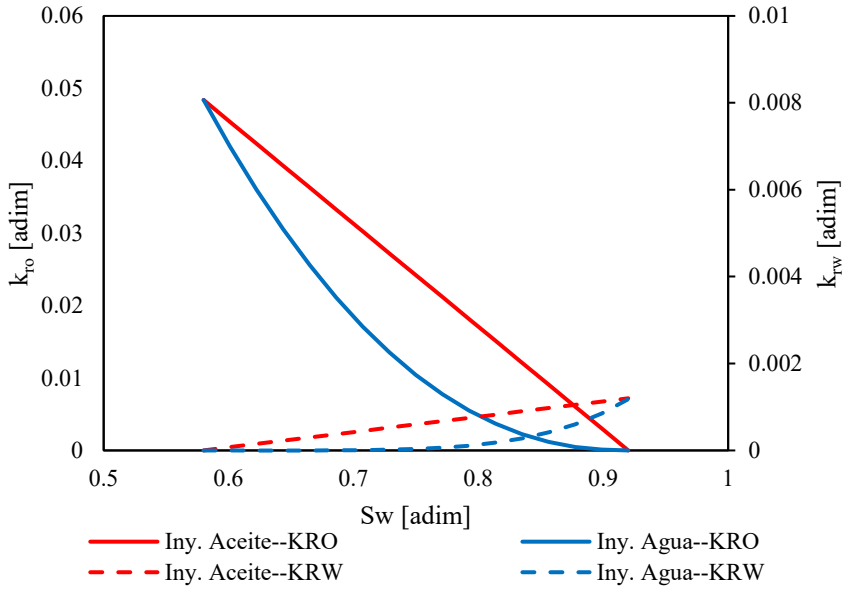


Figura 9.10 Comparación de curvas de permeabilidad relativa para la inyección de aceite (curvas rojas) e inyección de agua (curvas azules).

9.2 Caso práctico: Sistema matriz-fractura (apilamiento de tapones de roca)

Con los resultados obtenidos de las simulaciones en la columna empacada (sección 9.1) se desarrollaron tres modelos de simulación del sistema matriz-fractura (apilamiento de tapones de roca) a escala de laboratorio para comparar las tecnologías de *PPG* y gel *In-Situ,* los cuales fueron:

1. Simulación del canal conductivo abierto, como caso base
2. Simulación de gel *In-Situ* con permeabilidad absoluta
3. Simulación de *PPG* con curvas de permeabilidad relativa

El caso base estaba compuesto de dos sistemas, matriz de roca y fractura. En el caso de los otros dos modelos, lo cuales consideraban la presencia de diversificadores de flujo (*PPG* y gel *In-Situ*) estaban definidos a través de tres sistemas; matriz, fractura y diversificador de flujo.

El detalle del cálculo de las propiedades petrofísicas de la fractura se presenta en el anexo B. Como resultados del análisis volumétrico del sistema fracturado se tienen el volumen de fractura, el área de fractura y el ancho de fractura, así como la permeabilidad de la fractura calculada. Los resultados de la caracterización de la fractura sin *PPG* se presentan en la tabla 9.1.

Tabla 9.1 Propiedades de la red de fracturas.

Fractura	Apertura [cm]	Porosidad [%]	Permeabilidad [D]
Transversal	0.04	100*	13,328
Axial	0.02	100*	3,332

*Se consideró que la fractura es una junta (joint) en la que no existe desplazamiento entre los bloques por lo que no hay material de relleno o molienda que reduzca la porosidad de la fractura.

Como resultado de la simulación de diversificadores de flujo en el sistema del apilamiento se compararon los factores de recuperación, el corte de agua, la producción de agua acumulada, las presiones del sistema y de inyección y la saturación de agua en el medio.

Los resultados del factor de recuperación se presentan en la figura 9.12.

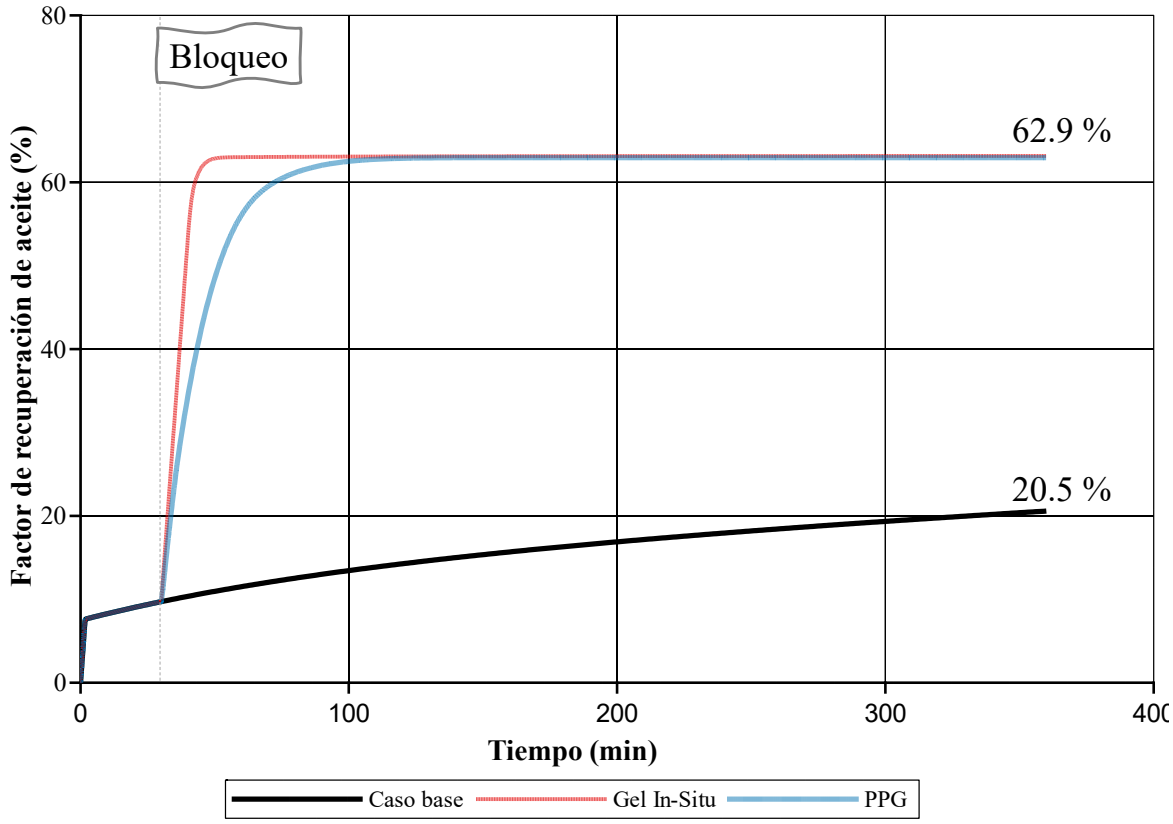


Figura 9.11 Resultados del factor de recuperación.

La figura muestra el comportamiento del factor de recuperación de aceite para el caso base y los escenarios con gel *In-Situ* y *PPG* en función del tiempo. Durante la etapa inicial, los tres casos presentan un comportamiento similar; sin embargo, a partir de la aplicación del tratamiento con gel, al tiempo de 0.5 h, se observa un cambio en la tendencia de los datos.

El caso base exhibe un incremento gradual, alcanzando aproximadamente 20.5 % de recuperación, lo que evidencia una baja eficiencia de barrido asociada al flujo preferencial a través de la fractura. En contraste, los casos con diversificadores de flujo muestran un incremento acelerado del factor de recuperación, alcanzando valores cercanos a 62.9 %.

El gel *In-Situ* presenta una respuesta más rápida, indicando una respuesta más temprana, mientras que el *PPG* muestra una transición ligeramente más gradual, aunque con un desempeño final equivalente. Estos resultados indican que ambas tecnologías mejoran significativamente la eficiencia de barrido al redirigir el flujo hacia la matriz de roca, obteniendo un incremento cercano al triple en el factor de recuperación de aceite con la implementación del tratamiento.

En la figura 9.13 se muestra la comparación de los resultados del corte de agua.

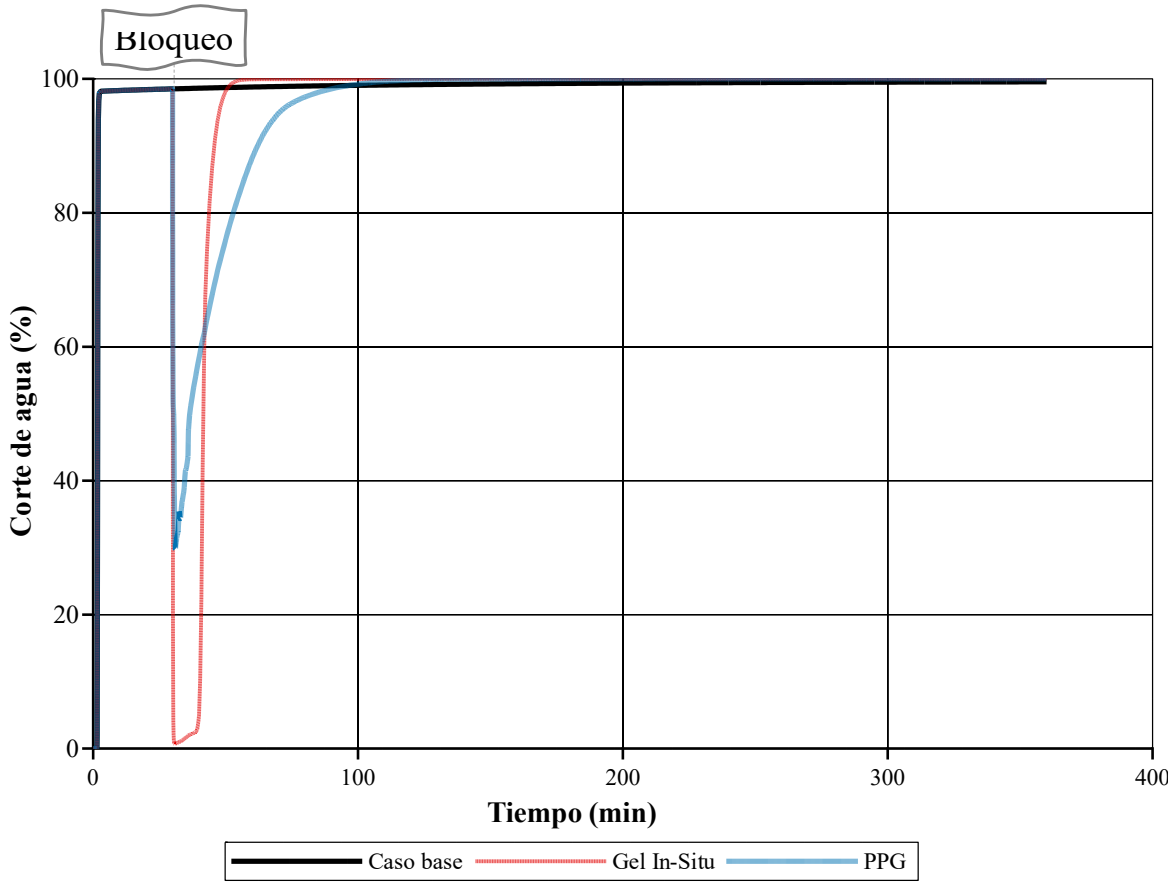


Figura 9.12 Resultados del corte de agua.

En la etapa inicial, correspondiente aproximadamente al primer minuto de simulación, los tres casos presentan un corte de agua cercano a 0%, debido a que la red de fracturas se encuentra inicialmente saturada de aceite. Este periodo corresponde al vaciado inicial de la fractura, previo al establecimiento de una producción sostenida de agua.

Posteriormente, el corte de agua aumenta rápidamente hasta valores cercanos al 100%, lo que evidencia una fuerte canalización del flujo a través de la fractura y una contribución limitada de la matriz. El caso base mantiene este comportamiento de forma sostenida, confirmando el flujo preferencial de agua. En contraste, los casos con diversificadores de flujo presentan una reducción del corte de agua tras la aplicación del tratamiento; este efecto es más abrupto en el gel *In-Situ*, con una duración aproximada de 20 minutos, mientras que para el *PPG* se observa una disminución más gradual, con un efecto que se extiende por al menos 60 minutos.

A partir del minuto 100, el corte de agua se estabiliza nuevamente en valores cercanos al 100%, lo cual indica que la matriz ha alcanzado la condición S_{or}, limitando la disponibilidad de aceite móvil y favoreciendo el flujo preferencial de agua hacia el pozo productor.

Los resultados de la presión de inyección se presentan en la figura 9.14.

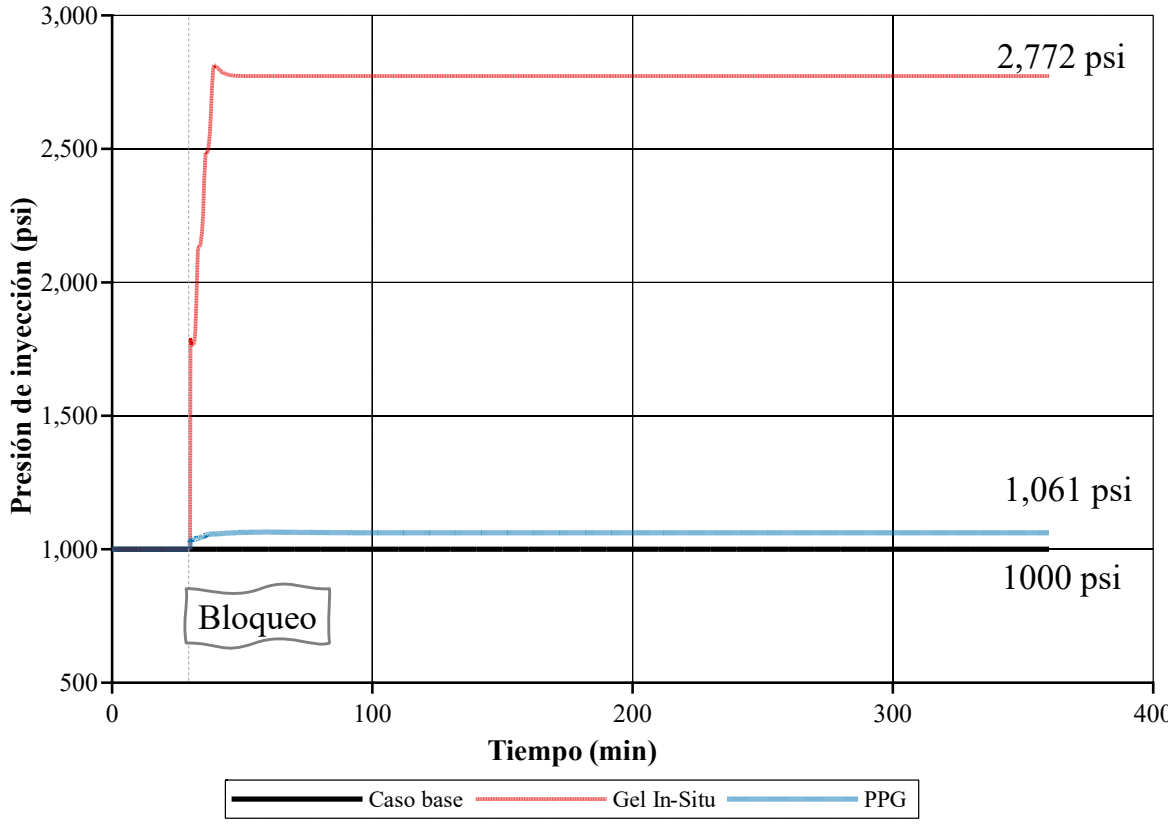


Figura 9.13 Resultados de la presión de inyección.

La figura muestra la evolución de la presión de inyección para los tres escenarios evaluados. El caso base se mantiene prácticamente constante alrededor de 1,000 psi, lo que indica ausencia de restricciones al flujo a través de la fractura. En contraste, la implementación de diversificadores de flujo genera un incremento en la presión de inyección como consecuencia de la reducción en la permeabilidad efectiva de los canales de alta conductividad. El gel *In-Situ* presenta el mayor incremento, alcanzando aproximadamente 2,772 psi, lo que evidencia un bloqueo más severo del flujo. Por otro lado, el caso con *PPG* muestra un aumento moderado, con una presión cercana a 1061 psi, es decir, un incremento de solo 61 psi respecto al caso base. Este comportamiento sugiere que el *PPG* logra un control efectivo del flujo sin generar incrementos excesivos en la presión de inyección.

Es deseable minimizar el incremento de la presión de inyección, ya que conforme este parámetro aumente es más probable que se presenten problemas en la implementación de la tecnología en campo. A mayor presión de inyección se requerirá más potencia en los equipos superficiales, además de que existe la posibilidad de que con el incremento de la presión en un yacimiento se alcance la presión de fractura de la roca. Desde el punto de vista operativo, es importante limitar este incremento, ya que presiones elevadas pueden comprometer la integridad del yacimiento y generar la creación o propagación de nuevas fracturas, lo que favorecería nuevamente la canalización del flujo y reduciría la eficiencia del proceso.

Posteriormente, se compararon las saturaciones de agua a distintos tiempos de simulación en los modelos tridimensionales como comprobación de que el *PPG* no restringe por completo el flujo de fluidos por la fractura. Los resultados se muestran de la figura 9.14 a la figura 9.17.

Al tiempo inicial (0 h), los tres casos presentan una distribución homogénea dominada por aceite, ya que el modelo base se encontraba inicializado a la condición de S_{wirr}, con la red de fracturas actuando como principal vía de flujo. A las 0.5 h, correspondiente al tiempo inicio del tratamiento con diversificadores de flujo, comienza a observarse el avance del frente de agua principalmente a través de la fractura, evidenciando un flujo altamente canalizado en los tres escenarios (figuras 9.14 y 9.15).

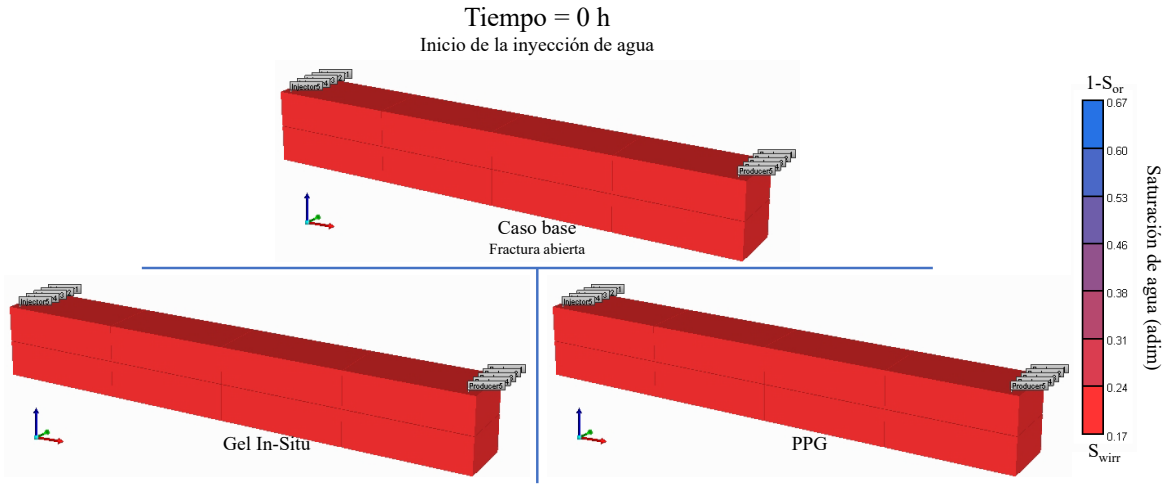


Figura 9.14 Distribución tridimensional de la saturación de agua en los tres modelos al tiempo de 0 h.

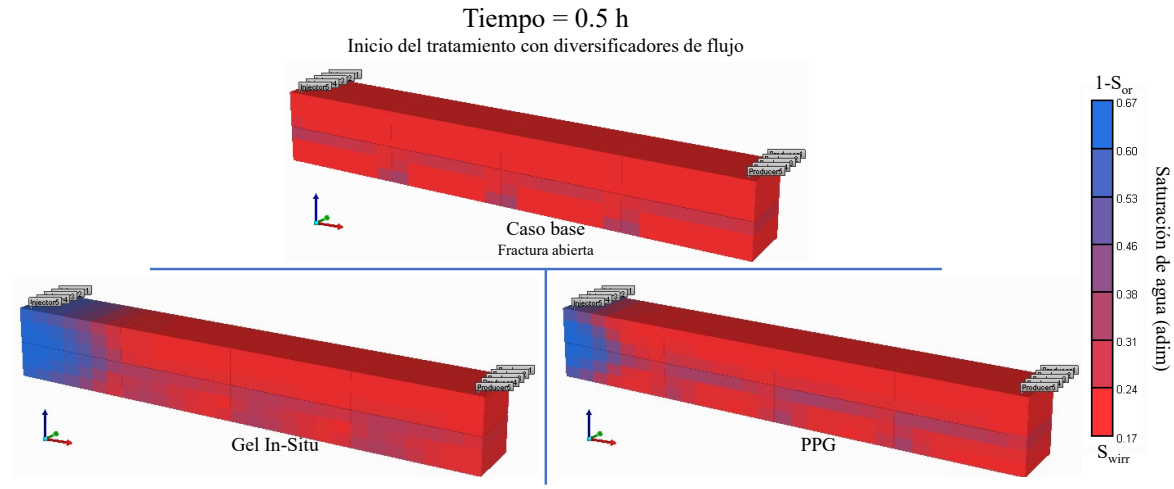


Figura 9.15 Distribución tridimensional de la saturación de agua en los tres modelos al tiempo de 0.5 h.

Al tiempo de 0.7 h, las diferencias entre casos se vuelven más evidentes. El caso base mantiene un frente de agua concentrado en la fractura, con mínima invasión hacia la matriz, lo que confirma la persistencia de canalización de agua. En contraste, los casos con gel *In-Situ* y *PPG* muestran una redistribución del flujo, con una mayor penetración del agua hacia la matriz. El gel *In-Situ* presenta un bloqueo más marcado cerca de la zona tratada, generando un desvío más marcado del flujo, alcanzado la S_{or} en relativamente poco tiempo. Mientras que el *PPG* exhibe un comportamiento más gradual, permitiendo una transición más uniforme del frente de saturación (figura 9.16).

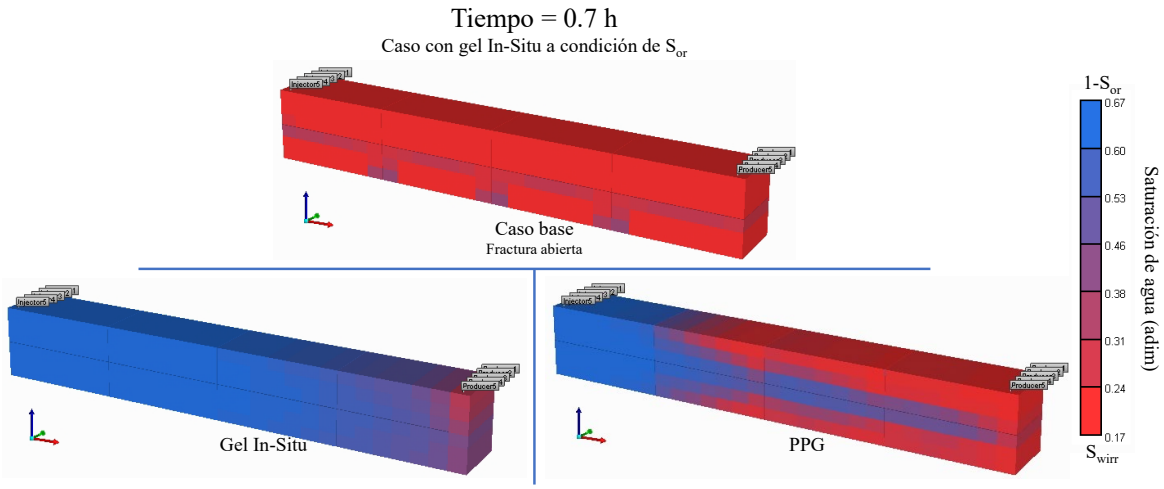


Figura 9.16 Distribución tridimensional de la saturación de agua en los tres modelos al tiempo de 0.7 h.

Finalmente, al tiempo correspondiente a 1.2 h, el caso base continúa mostrando un barrido limitado a la fractura, mientras que los escenarios con tratamiento presentan una saturación de agua más distribuida en el medio poroso. En el gel *In-Situ* prácticamente la fase fluyen es únicamente agua y la saturación se comporta constante a la S_{or}. El *PPG* mantiene un patrón de desplazamiento progresivo y más homogéneo alcanzando la S_{or} al menos 0.5 h después en comparación con el caso con gel *In-Situ* (figura 9.17).

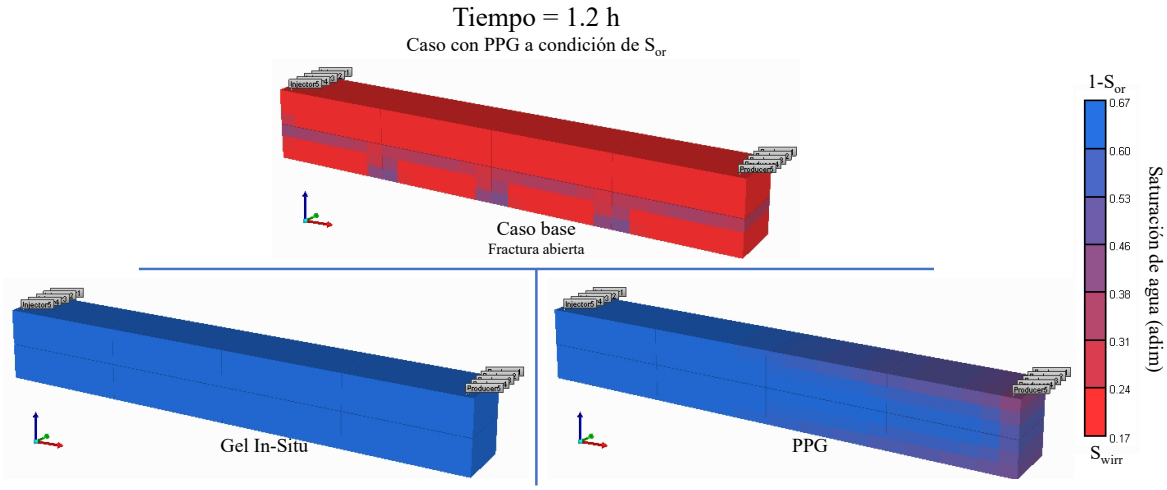


Figura 9.17 Distribución tridimensional de la saturación de agua en los tres modelos al tiempo de 1.2 h.

En conjunto, estas observaciones confirman que ambos tratamientos son efectivos para reducir la canalización del flujo y mejorar el barrido volumétrico, siendo la principal diferencia entre ellos la forma en que se distribuye espacialmente el frente de agua.

El comportamiento de la presión en el apilamiento a lo largo de toda la longitud del modelo al tiempo de 0.5 h se presenta en la figura 9.18.

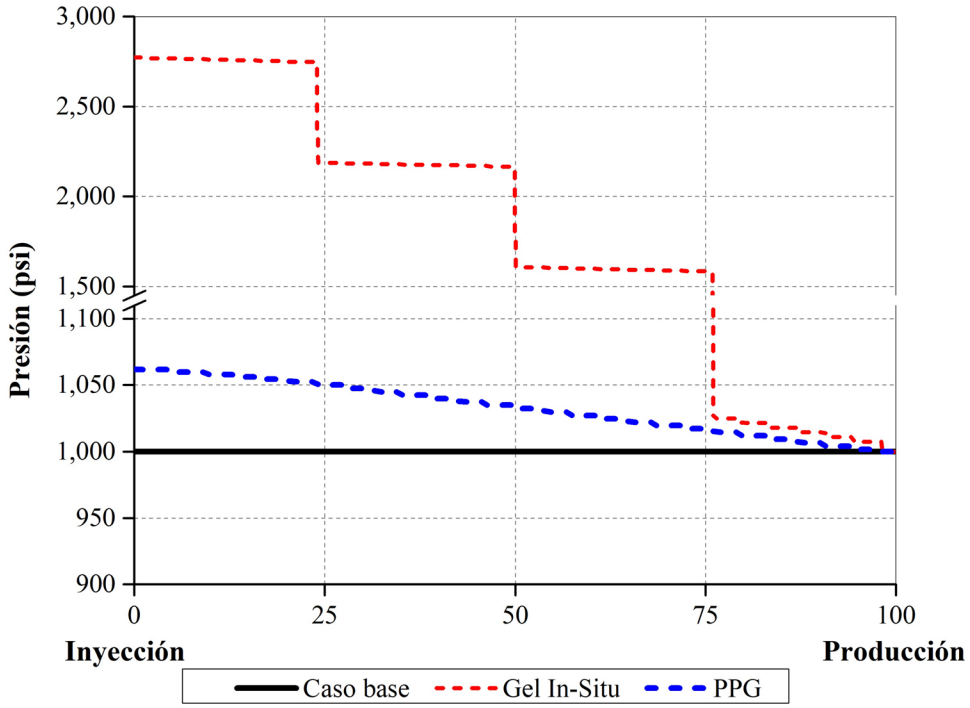


Figura 9.18 Comportamiento de la presión en el apilamiento al tiempo de 0.5 h.

La figura muestra el perfil de presión a lo largo del medio poroso a un tiempo de 0.5 h para los tres escenarios evaluados. El caso base presenta un perfil prácticamente constante a 1,000

psi, lo que confirma la ausencia de restricciones al flujo y el dominio del canal de alta conductividad. En contraste, los casos con diversificadores de flujo exhiben incrementos en la presión, particularmente en la zona cercana al punto de inyección. El gel *In-Situ* muestra el mayor incremento, con un valor igual a 2,772 psi, así como caídas de la presión en el cambio de cada tapón de roca, lo cual se atribuye al taponamiento de las fracturas transversales al flujo.

En el caso de *PPG*, se presenta un incremento moderado, con una distribución de presión más suave y gradual, lo que sugiere una reducción parcial de la conductividad sin generar restricciones muy marcadas. A medida que se avanza hacia el punto de producción, los perfiles de presión de los tres casos convergen hacia valores de 1,000 psi, indicando que el efecto de los tratamientos se concentra principalmente en la región cercana a la inyección. Estos resultados evidencian que, mientras el gel *In-Situ* induce un bloqueo más intenso, el *PPG* ofrece un control de flujo más distribuido y menos agresivo en términos de incremento de presión.

De los resultados de la implementación de diversificadores de flujo en los modelos de simulación del apilamiento de tapones de roca fracturado se obtuvo que el taponamiento de los canales conductivos incrementó la recuperación de aceite y redujo el corte de agua tanto para gel *In-Situ* como con *PPG*

Si bien los resultados del incremento del factor de recuperación de aceite y la reducción del corte de agua son similares para ambas tecnologías, con el *PPG* se obtuvieron mejores resultados para una aplicación en campo ya que el aumento de la presión de inyección es mínimo en comparación con las simulaciones con gel *In-Situ*, pues a una mayor presión de inyección la probabilidad de que se presenten problemas en la operación se incrementa.

CONCLUSIONES

En la primera parte del trabajo se construyeron modelos de simulación para representar un canal de alta conductividad a diferentes condiciones de saturación de agua y aceite con presencia *PPG* a escala de laboratorio. Mediante los cuales se validaron:

1. La permeabilidad absoluta del canal conductivo sin *PPG*
2. Los valores de pseudo-permeabilidad absoluta del canal conductivo con *PPG*
3. Los *End-Points* de las curvas de permeabilidad relativa a condiciones de saturación de agua irreductible (S_{wirr}) y saturación de aceite residual (S_{or})

Asimismo, se optimizaron curvas de permeabilidad relativa mediante un análisis de sensibilidad, tomando como base curvas propuestas experimentalmente, para reproducir el comportamiento del diferencial de presión en un canal de alta conductividad con *PPG*.

Finalmente, Las curvas obtenidas de la optimización se emplearon en un modelo de simulación representativo de un tapón de roca fracturado en el que se evaluó la implementación del *PPG* a través de tales curvas en comparación con Gel *In-Situ*.

La simulación de tapón de roca fracturado se modeló a través de la técnica de fracturas discretas, asignando propiedades petrofísicas al sistema matriz y al sistema fractura por separado. Para asignar las propiedades de la fractura se hizo la consideración de flujo entre placas, por lo que la porosidad se consideró con un valor igual al 100% y la permeabilidad se calculó con las ecuaciones de Hagen-Poiseuille y Darcy, resolviendo por la permeabilidad. Mientras que para determinar las dimensiones de la fractura se realizó un análisis volumétrico con los resultados de porosidad.

Las simulaciones realizadas demostraron resultados similares con los dos diversificadores de flujo en cuanto al factor de recuperación de aceite, la disminución del corte de agua y volumen producido de agua. Sin embargo, de acuerdo con la comparación entre las presiones de inyección, la implementación del *PPG* es una mejor alternativa debido a su bajo incremento.

De manera adicional, se concluyó que la pseudo-permeabilidad absoluta de un medio con presencia de *PPG* es dependiente del gasto, lo cual está asociado a la deformabilidad del gel. Se propone que, experimentalmente, la caracterización de la pseudo-permeabilidad absoluta de medios porosos con presencia de geles se realice a diferentes gastos de inyección

TRABAJO FUTURO

Como continuación de la presente investigación, se propone realizar experimentos a escala laboratorio en modelos de tapones de roca fracturada tratados con PPG y Gel In-Situ, con el objetivo de evaluar la permeabilidad, el factor de recuperación de aceite, el corte de agua y la presión de inyección. Estos resultados permitirán validar los modelos y conclusiones obtenidos mediante simulación numérica.

REFERENCIAS

1. Aguilera, R. (1995). *'Naturally Fractured Reservoirs'*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
2. Tiab, D., Donaldson E. (2016). *'Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties'*. Elsevier.
3. Nosjean, N., Khamitov, Y., Rodriguez, S., and Yahia-Cherif, R. (2020). *'Fracture corridor identification through 3D multifocusing to improve well deliverability: An Algerian tight reservoir case study*'. Solid Earth Sciences 5.
4. Heinemann, Z. and Mittermeir, G. (2014). *'Naturally Fractured Reservoir Engineering'*. PHDG.
5. Sahimi, M. (1995). *'Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock'*. New York: VCH Publisers
6. Karimi-Fard, M., Durlofsky, L., and Aziz, K. (2004). *'An efficient discrete-fracture model applicable for general-purpose reservoir simulators*'. SPE-88812-PA.
7. Tian, J., Liu, H., Wang, L., Sima, L., Liu, S., and Liu, X. (2021). '*Identification of fractures in tight-oil reservoirs: A case study of the Da'anzhai member in the central Sichuan Basin, SW China*'. Scientific Reports 11: 23846. https://doi.org/10.1038/s41598-021-03297-6
8. Aishehri, A., Wang, J., Kwak, H., Alsofi, A., and Gao, J. (2019). '*A study of gel-based conformance control within fractured carbonate cores using low-field nuclear magnetic resonance techniques'*. SPE-187397-PA.
9. Seright, R.S. (1997). *'Use of preformed gels for conformance control in fractured systems'*. SPE-35351-PA.
10. Grattoni, C., Jing, X., and Zimmerman, R. (2001). *'Disproportionate permeability reduction when a silicate gel is formed In-Situ to control water production*'. SPE-69534-MS.
11. Bai, B., Li, L., Liu, Y., Liu, H., Wang, Z., and You, C. (2007). '*Preformed particle gel for conformance control: Factors affecting its properties and applications'*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering.
12. Wang, L., Liu, H., Wang, Z., and Yuan, D. (2013). *'Numerical simulation of preformed particle gel flooding for enhancing oil recovery'*. Journal of Petroleum Science and Engineering 112.
13. Liu, Y., Bai, B., and Wang, Y. (2010). *'Applied technologies and prospects of conformance control treatments in China*'. Oil & Gas Science and Technology 65.
14. Sagbana, P.I. and Abushaikha, A.S. (2021). *'A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs'*. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.
15. Amir, Z., Saidur, R., Jamil, M., y otros. 2019. In Situ Organically Cross-Linked Polymer Gel for High-Temperature Reservoir Conformance Control: A Review. Journal of Applied Polymer Science 136 (25): 47659.
16. Durán-Valencia, C., Bai, B., Reyes, H., Fajardo-López, R., Barragán-Aroche, S., and López-Ramírez, S. (2014). *'Development of enhanced nanocomposite preformed particle gels for conformance control in high-temperature and high-salinity oil reservoirs*'. Polymer Journal 46.

17. Seidy Esfahlan, M., Bai, B., Wei, M., et al. 2021. Comprehensive Review on the Research and Field Application of Preformed Particle Gel Conformance Control Technology. Journal of Petroleum Science and Engineering 202: 108450.
18. Qiu, Y., Wei, M., y Bai, B. 2017. Descriptive Statistical Analysis for the PPG Field Applications in China: Screening Guidelines, Design Considerations, and Performances. SPE-187235-MS.
19. Prado, M., Reyna, M., Rauseo, O., and Ferreira, I. (2009). *'Evaluation of the effect of oil viscosity on the disproportionate permeability reduction of a polymeric gel used for controlling excess water production*'. SPE-121499-MS.
20. Beristain León, J. (2020). *'Evaluación del flujo bifásico de fluidos en un medio poroso altamente conductivo en presencia de gel de partículas preformadas (PPG)*'. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
21. American Association of Petroleum Geologists (AAPG). (2022). Relative permeability. https://wiki.aapg.org/Relative_permeability
22. Society of Petroleum Engineers (SPE). (2017). Relative permeability and capillary pressure. https://petrowiki.spe.org/PEH:Relative_Permeability_and_Capillary_Pressure
23. Satter, A., Iqbal, G.M., and Buchwalter, J.L. (2008). *'Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software'*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.
24. Anderson, W.G. (1987). *'Wettability literature survey—Part 5: The effects of wettability on relative permeability'*. SPE-16323-PA.
25. Mirzaei-Paiaman, A. (2021). *'New methods for qualitative and quantitative determination of wettability from relative permeability curves: Revisiting Craig's rules of thumb and introducing Lak wettability index'*. Fuel 288.
26. Goda, H. and Behrenbruch, P. (2004). *'Using a modified Brooks-Corey model to study oil-water relative permeability for diverse pore structures'*. SPE-88538.
27. Glover, P. (s.f). *'Formation evaluation MSc course notes. Chapter 10: Relative permeability'*. University of Aberdeen.
28. Lake, L.W. (ed.) (2007). *'Chapter 17: Reservoir simulation. In Petroleum Engineering Handbook, Volume V: Reservoir Engineering and Petrophysics. Richardson'*, Texas: Society of Petroleum Engineers.
29. Alp-Kaya, O. (2021). *'Modelling and simulation of the fluid flow in artificially fractured and gel treated core plugs'*. MSc thesis, Middle East Technical University.
30. Moinfar, A. (2013). *'Development of an efficient embedded discrete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs'*. PhD dissertation, The University of Texas at Austin.
31. Bai, B., Leng, J., and Wei, M. (2022). *'A comprehensive review of In-Situ polymer gel simulation for conformance control'*. Petroleum Science 19.
32. Leng, J., Wei, M., and Bai, B. (2021). *'Review of transport mechanisms and numerical simulation studies of preformed particle gel for conformance control'*. Journal of Petroleum Science and Engineering 206.

ANEXOS

ANEXO A: ANÁLISIS DE PERMEABILIDADES

Se realizó el análisis de los resultados de laboratorio de la permeabilidad absoluta, permeabilidades efectivas y permeabilidades relativas con el fin de construir el modelo de simulación más representativo del modelo experimental.

Los resultados experimentales de las permeabilidades absolutas y efectivas a cada gasto evaluado se presentan en la tabla A1.

Tabla A0.1 Resultados de las permeabilidades absolutas y efectivas dependientes del gasto de inyección.

q [mL/min]	Pseudo-K [mD]		k_o [mD]	k_w [mD]
	Medida con agua	Medida con aceite		
2	46.63	9220.11	477.02	10.9
1	38.51	7189.27	323.11	6.89
0.7	40.74	6823.54	330.42	7.92
0.1	389.28	2383.77	112.57	14.02

El análisis de los resultados experimentales se realizó de la siguiente manera:

A. Medio no deformable: Pseudo-permeabilidad absoluta constante

B. Medio deformable: Pseudo-permeabilidad absoluta en función del gasto de inyección.

   B.1. Pseudo-permeabilidad absoluta en función del gasto de inyección de aceite.
   B.2. Pseudo-permeabilidad absoluta en función del gasto de inyección de agua.
   B.3. Pseudo-permeabilidad absoluta dependiente del fluido inyectado.

Se describen cada una de las opciones para el cálculo de las permeabilidades relativas máximas.

A. Medio no deformable: Pseudo-permeabilidad absoluta constante.

Para el cálculo de las permeabilidades relativas máximas (*end-points* de las curvas) se consideró una pseudo-permeabilidad absoluta constante determinada con inyección de aceite al gasto de 2 mL/min y las permeabilidades efectivas dependientes del gasto de inyección

presentadas en la tabla A1. La relación utilizada para el cálculo de las máximas permeabilidades relativas es la presentada en la ecuación A1.

$$k_{r-f} = \frac{k_{f-i}}{K_{abs-o_{(q=2)}}} \quad \text{.....} \quad \text{(A1)}$$

Donde k es la permeabilidad (efectiva o relativa), el subíndice r indica que se trata de la permeabilidad relativa, el subíndice f indica el fluido (w u o, para agua y aceite, respectivamente), el subíndice i indica el gasto de inyección y $K_{abs-o_{(q=2)}}$ es la pseudo-permeabilidad absoluta determinada con aceite al gasto de 2 mL/min.

El comportamiento de la pseudo-permeabilidad absoluta y permeabilidades relativas se presenta en la figura A1.

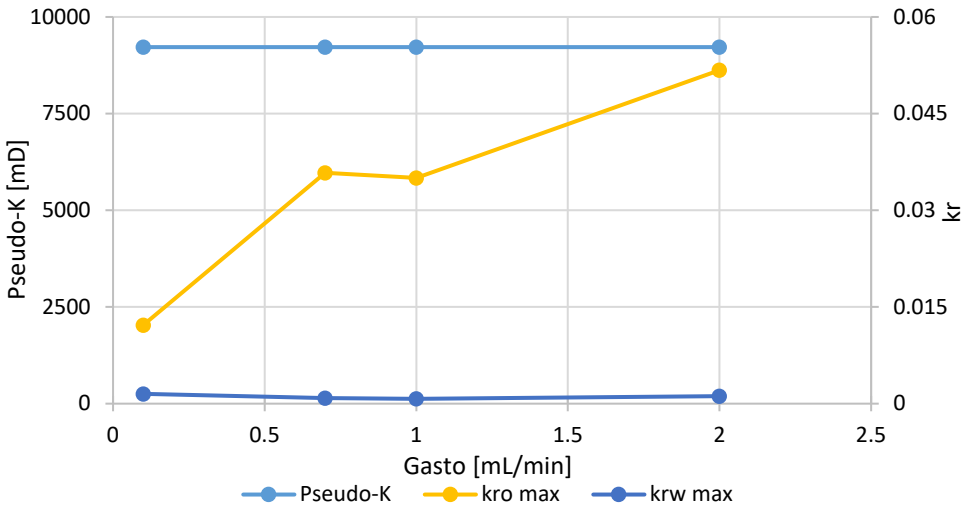


Figura A0.1 Comportamiento de la pseudo-permeabilidad absoluta y permeabilidades relativas, considerando un medio no deformable.

B. Medio deformable: Pseudo-permeabilidad absoluta en función del gasto de inyección.

B.1. Pseudo-permeabilidad absoluta en función del gasto de inyección de aceite.

Se calcularon las permeabilidades relativas usando la pseudo-permeabilidad absoluta determinada con aceite a diferentes gastos como referencia, ecuación A2.

$$k_{r-f} = \frac{k_{f-i}}{K_{abs-o_{qi}}} \quad \text{.....} \quad \text{(A2)}$$

Donde k es la permeabilidad, el subíndice r indica que se trata de la permeabilidad relativa, el subíndice f indica el fluido (w u o, para agua y aceite, respectivamente), el subíndice i indica el gasto de inyección y $K_{abs-o_{qi}}$ es la pseudo-permeabilidad absoluta determinada con aceite al gasto i.

El comportamiento de la pseudo permeabilidad absoluta y permeabilidades relativas se presenta en la figura A2.

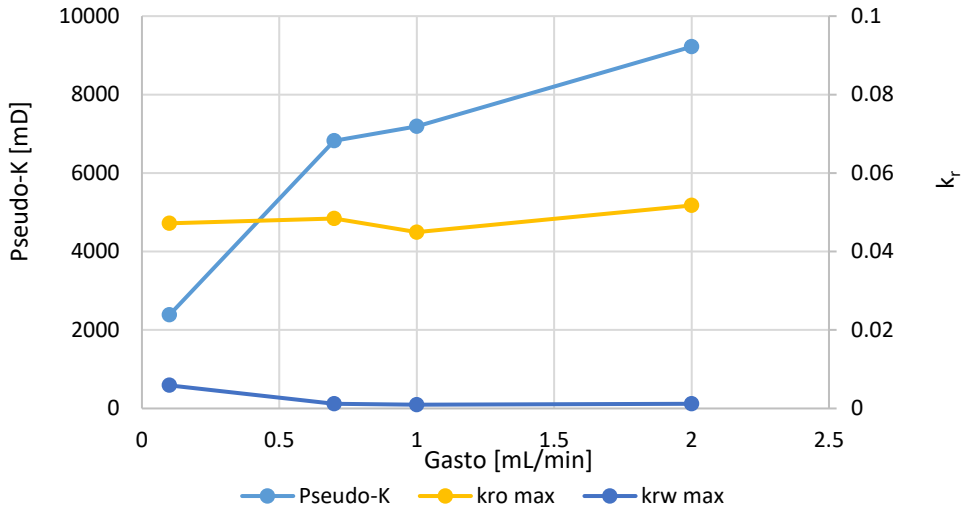


Figura A0.2 Comportamiento de la pseudo-permeabilidad absoluta determinada con aceite y permeabilidades relativas, considerando un medio deformable.

La pseudo-permeabilidad absoluta se reduce conforme el gasto de inyección de aceite se reduce debido a que se tiene un medio deformable. Sin embargo, Las permeabilidades relativas se mantienen relativamente constantes a todos los gastos de inyección, lo que indica que la reducción de la pseudo-permeabilidad absoluta es en la misma proporción que la reducción de las permeabilidades efectivas.

B.2. Pseudo-permeabilidad absoluta en función del gasto de inyección de agua.

Se calcularon las permeabilidades relativas usando la pseudo-permeabilidad absoluta determinada con agua a diferentes gastos como referencia, ecuación A3.

$$k_{r-f} = \frac{k_{f-i}}{K_{abs-w_{qi}}} \quad \text{.....} \quad \text{(A3)}$$

Donde k es la permeabilidad, el subíndice r indica que se trata de la permeabilidad relativa, el subíndice f indica el fluido (w u o, para agua y aceite, respectivamente), el subíndice i indica el gasto de inyección y $K_{abs-w_{qi}}$ es la pseudo-permeabilidad absoluta determinada con agua al gasto i.

El comportamiento de la pseudo permeabilidad absoluta y permeabilidades relativas se presenta en la figura A3.

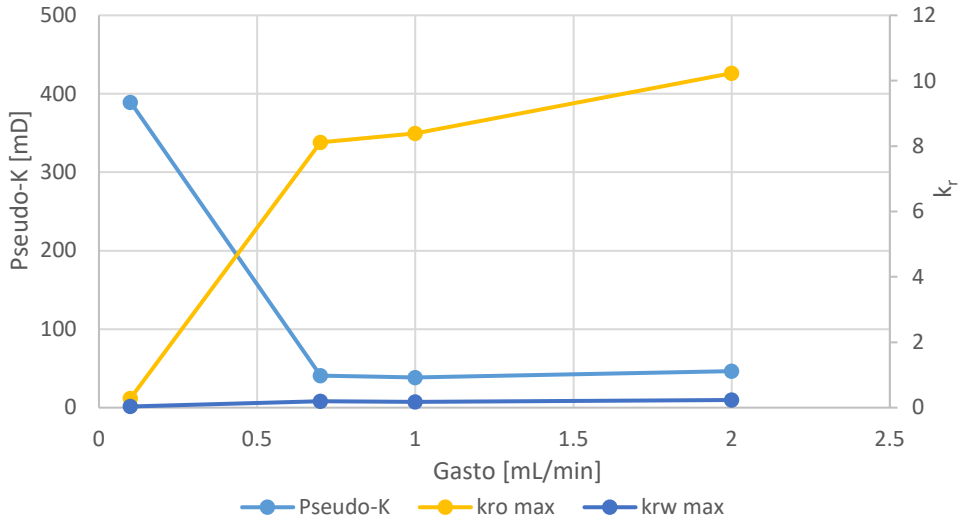


Figura A0.3 Comportamiento de la pseudo-permeabilidad absoluta determinada con agua y permeabilidades relativas, considerando un medio deformable.

La pseudo-permeabilidad absoluta determinada con agua redujo su valor considerablemente, comparada con el mismo parámetro determinado con aceite. Esto se puede atribuir a la naturaleza hidrófila del *PPG* ya que retiene el agua de inyección.

Utilizar los valores de la pseudo-permeabilidad absoluta determinada con inyección de agua como referencia para el cálculo de los máximos valores de permeabilidad relativa lleva a valores mayores que 1 para el caso de la permeabilidad relativa al aceite, lo cual es incoherente y no tiene una interpretación física.

Se descartó el uso de los *end-points* de las curvas de permeabilidad relativa calculados bajo las consideraciones de esta etapa debido a que se encuentran fuera del rango de variación de las k_r (entre 0 y 1).

B.3. Pseudo-permeabilidad absoluta dependiente del fluido inyectado.

Se calcularon las permeabilidades relativas máximas a cada gasto tomando como referencia el fluido de inyección a través del uso de las ecuaciones A2 y A3 para el aceite y el agua, respectivamente.

El comportamiento de las permeabilidades relativas se presenta en la figura A4, donde se observa que la permeabilidad relativa al agua es mayor a la del aceite a los gastos de 0.7 mL/min, 1.0 mL/min y 2.0 mL/min, lo cual no concuerda con la suposición de que el *PPG* es un medio fuertemente mojado al agua, por lo que se descarta el uso de estos puntos para la determinación de curvas de permeabilidad relativa.

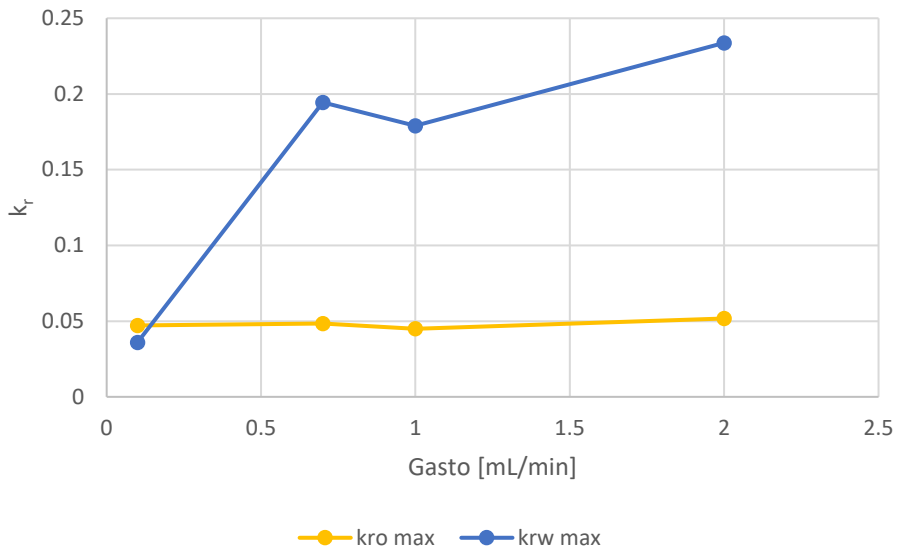


Figura A0.4 Comportamiento de las permeabilidades relativas máximas dependientes del fluido de inyección.

Con base en el análisis de pseudo-permeabilidades absolutas, permeabilidades efectivas y relativas, se concluyó que el caso que mejor representa las condiciones de experimentación y que no presenta inconsistencias es el que considera un medio deformable con la permeabilidad absoluta determinada con aceite.

Los resultados que serán utilizados en la simulación se presentan en la tabla A2.

Tabla A0.2 Resultados que se utilizarán en los modelos de simulación.

Gasto de inyección de aceite [mL/min]	Pseudo-permeabilidad absoluta [mD]	Factor de reducción de permeabilidad * [adim]
2	9,220.11	0.45
1	7,189.27	0.57
0.7	6,823.54	0.59
0.1	2,383.77	0.86

*: Se calculó un factor de reducción de la pseudo-permeabilidad absoluta con respecto del valor original sin *PPG* de 16,632.78 mD.

El factor de reducción de la permeabilidad se calculó mediante la ecuación A4, (Goudarzi et al., 2015).

$$k_{re} = \frac{k_i - k}{k_i} \quad \text{.....} \quad \text{(A4)}$$

Donde k_{re} es la reducción en permeabilidad, k_i es la permeabilidad del medio antes de la colocación del *PPG* y k es la permeabilidad después de la colocación del *PPG*.

ANEXO B: CARACTERIZACIÓN DE LA RED DE FRACTURAS DISCRETAS.

La caracterización de la red de fracturas discretas consistió en el cálculo de parámetros propios de la red necesarios para el simulador; tales como el volumen poroso, la apertura de las fracturas y la permeabilidad.

En este anexo se presenta la memoria de cálculo para las determinaciones.

Apertura de la red de fracturas:

Para el cálculo de la apertura de la red de fracturas se realizó un análisis de los volúmenes porosos de los tapones de roca de manera individual, del apilamiento de tapones de roca sin fracturar y fracturado.

La información experimental utilizada se muestra en las tablas B1 y B2.

Tabla B1. Dimensiones de los tapones de roca estándar Guelph Dolomite.

ID USIP	Diámetro [cm]	Longitud [cm]	Volumen poroso [cm^3]
M452.1rT	3.8	7.02	8.32
M474.1rT	3.8	7.03	8.86
M484.1rT	3.8	7.04	10.64
M487.1rT	3.8	7.02	8.55
Total		*28.11*	*36.37*

Tabla B2. Resultados de la caracterización petrofísica del apilamiento sin fracturar y fracturado.

Estado del apilamiento	Volumen poroso [cm^3]	Porosidad [%]
Sin fracturar	38.04	11.93
Fracturado	40.67	12.76

Conociendo la suma de los volúmenes porosos de los tapones de roca y el volumen poroso del apilamiento sin fracturar, se determinó el volumen de las uniones entre los tapones, consideradas como fracturas transversales a través de la diferencia entre estos dos volúmenes, ecuación B1.

$$V_{frac} = V_{P_{AP}} - \left(\sum_{i=1}^{4} V_{P_i}\right) \quad \text{.....} \quad \text{(B1)}$$

Donde V_{frac} es el volumen de la red de fracturas transversales, $V_{P_{AP}}$ es el volumen poroso del apilamiento sin fracturas y V_{P_i} es el volumen poroso del tapón i.

Posteriormente, se determinó la apertura de la red de fracturas transversales a través de la ecuación B2.

$$w_{frac} = \frac{V_{frac}}{A_{Trans}} \quad \text{.....} \quad \text{(B2)}$$

$$A_{Trans} = \pi \ r^2 \quad \text{.....} \quad \text{(B3)}$$

Donde w_{frac} es la apertura o ancho de la red de fracturas transversales y A_{Trans} es el área del tapón de roca transversal al flujo.

Los resultados de los cálculos con las ecuaciones B1 a B3 se presentan en la tabla B3.

Tabla B3. Resultados del análisis de la red de fracturas transversales.

Propiedad	Valor	Unidades
Volumen de fractura V_{frac}	1.67	[cm^3]
Área transversal A_{Trans}	34.20	[cm^2]
Apertura de fractura w_{frac}	0.04	[cm]

Se determinó la apertura de la fractura axial en el apilamiento de tapones de roca siguiendo una metodología similar a la de las fracturas transversales, tomando como volumen de fractura la diferencia entre el volumen poroso del apilamiento fracturado y el apilamiento sin fracturar.

$$V_{frac} = V_{P_{AP_{frac}}} - V_{P_{AP}} \quad \text{.....} \quad \text{(B4)}$$

Donde V_{frac} corresponde al volumen al volumen de la fractura axial en el apilamiento, $V_{P_{AP_{frac}}}$ al volumen poroso del apilamiento fracturado y $V_{P_{AP}}$ al volumen poroso del apilamiento sin fracturar.

La apertura de la fractura axial en el apilamiento de tapones de roca se determinó a través de la ecuación B2, mientras que el área del plano de fractura se calculó considerando flujo entre placas con la longitud y diámetro del apilamiento de tapones de roca, con la ecuación B5.

$$A = \left(\sum_{i=1}^{4} l_i\right) \times D \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (B5)$$

Donde A es el área del plano de fractura, l_i la longitud del tapón de roca i y D el diámetro de los tapones.

Los resultados de la fractura axial se enlistan en la tabla B4.

Tabla B4. Resultados del análisis en la fractura axial.

Propiedad		Valor	Unidades
Volumen de fractura	V_{frac}	2.63	[cm^3]
Área transversal	A_{Trans}	107.10	[cm^2]
Apertura de fractura	w_{frac}	0.02	[cm]

Finalmente, se concluyó que el volumen de las fracturas transversal y axial (red de fracturas) tiene un valor correspondiente a la suma de los volúmenes de fracturas axial y de las fracturas transversales, correspondiente a 4.30 cm^3.

Los resultados que se retomarán para la simulación del *PPG* son los de ancho de fractura, presentados en las tablas B3 y B4 para la red de fracturas transversales y la fractura axial, respectivamente.

Permeabilidad de fractura sin presencia de *PPG*:

Se determinó la permeabilidad de la fractura abierta y sin presencia de *PPG* utilizando la ecuación de Hagen-Poiseuille, ecuación B6, la cuál considera que las fracturas proveen toda la capacidad de almacenamiento y de flujo (porosidad y permeabilidad) y el comportamiento de los fluidos está gobernado por las propiedades de la fractura, como se representa en la figura B1.

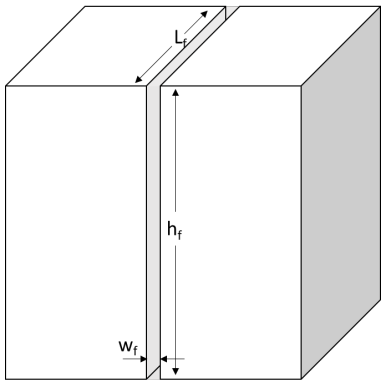


Figura B1 Modelo tridimensional representativo de un bloque de matriz con una fractura axial.

$$q = \left(\frac{n h_f w_f^3}{12}\right)\frac{\Delta P}{\mu L} \quad \text{.....} \quad \text{(B6)}$$

Donde q es el gasto, n es el número de fracturas, h_f es la altura de la fractura, w_f es la apertura de la fractura, ΔP es diferencial de presión, μ es la viscosidad y L es la longitud

Y la ecuación de Darcy, ecuación B7.

$$q = kA\frac{\Delta P}{\mu L} \quad \text{.....} \quad \text{(B7)}$$

Donde k es la permeabilidad.

Igualando las ecuaciones B6 y B7 y resolviendo para la permeabilidad, ecuación B8:

$$k = \frac{n h_f w_f^3}{12A} \quad \text{.....} \quad \text{(B8)}$$

Para hacer uso de la ecuación B8 es necesario conocer las dimensiones de la fractura; número de fracturas, altura y apertura. Por lo que se expresa en términos de la porosidad de acuerdo con la ecuación B9.1.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_b} = n\frac{h_f w_f L}{AL} \quad \text{.....} \quad \text{(B9.1)}$$

Resolviendo para el área, ecuación B9.2

$$A = n\frac{h_f w_f}{\Phi} \quad \text{.....} \quad \text{(B9.2)}$$

Sustituyendo B9.2 en B8, ecuación B10:

$$k = \frac{\Phi w_f^2}{12} \quad \text{.....} \quad \text{(B10)}$$

Expresando la porosidad en porcentaje, la apertura de fractura en micrómetros y simplificando, ecuación B11:

$$k_f[D] = 8.33 \times 10^{-4}\ \ w_f^2[\mu m]\ \ \Phi_f[\%] \quad \text{.....} \quad \text{(B11)}$$

Donde k_f es la permeabilidad de la fractura en Darcies, w_f la apertura de la fractura en micrómetros y φ_f la porosidad de la fractura en porcentaje.

La porosidad de fractura se asignó como el 100%, ya que se consideró que la fractura es una junta (joint) en la que no existe desplazamiento entre los bloques por lo que no hay material de relleno o molienda que reduzca la porosidad de la fractura, además, se hizo la consideración de flujo entre placas.

Los valores de las aperturas de fracturas se retomaron de las tablas B3 y B4. Y los resultados de la permeabilidad de la fractura abierta y sin presencia de *PPG* se muestran en la tabla B5.

Tabla B5. Propiedades de la red de fracturas.

Fractura	Apertura [cm]	Porosidad [%]	Permeabilidad [D]
Transversal	0.04	100	13,328
Axial	0.02	100	3,332