



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Evaluación del Flujo Bifásico de
Fluidos en un Medio Poroso
Altamente Conductivo en
Presencia de Gel de Partículas
Preformadas (PPG)**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Jesús Beristain León

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Simón López Ramírez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

Agradecimientos

A Dios por darme vida suficiente para cumplir este sueño, acompañarme día tras día a donde quiera que vaya y bendecirme con la oportunidad de formar parte de una familia tan maravillosa que me brinda todo su amor.

A mis padres Julia León e Isaías Beristain por el tiempo, cariño, cuidado y apoyo que me han dado en todos estos años. Son las personas más importantes en mi vida y en quienes sé que puedo confiar ahora y siempre. Los quiero mucho y le agradezco a Dios por el tiempo que nos ha permitido estar juntos.

A mi hermano Isaías y a mis hermanas Diana y Anai, por creer en mi inclusive antes de emprender esta gran travesía. El crecer a su lado me ha hecho muy feliz por todas las travesuras, peleas y consejos que hemos compartido. Hermano, aunque ahora estás lejos, nuestros logros esperan para ser celebrados cuando nos veamos nuevamente, gracias por confiar en mí y brindarme todo tu apoyo.

A Julieta, Camila, Melissa, Sofía, Alejandro y Amaya. Ustedes me hacen recordar mi infancia y reír con todas sus travesuras. Gracias por recordarme que la felicidad se encuentra hasta en los detalles más pequeños. Los quiero y saben que siempre cuentan conmigo. Julieta, siempre serás mi pequeña hermana.

A mis amigos Israel, Ricardo, José, Josué, Saul y Enrique por todas las experiencias que hemos compartido en más de 10 años de conocernos y por creer en que algún día lograría cumplir esta meta. Se que ahora es difícil reunirnos, ya que hemos tomado caminos diferentes y quizás el tiempo, además de la distancia nos impiden que sea así. Aún así, me siento feliz de saber que a pesar de todo nuestra amistad sigue presente.

A mis amigos Samuel, Marcos, Carlos, Gricelda, Leydi, Rodrigo, Gerardo, Francisco, Alexis, Iván, Alejandra, Oscar y Alejandro. No tuve la fortuna de conocerlos a todos desde el inicio de la carrera, ya que quizás aún no era tiempo, pero me alegra saber que hemos compartido muchos momentos juntos. El vivir en la ciudad se hizo sencillo al darme cuenta de que estaba rodeado de personas tan grandiosas como lo son ustedes.

Al proyecto SENER-CONACyT 185183 por las herramientas brindadas para desarrollar este trabajo a escala de laboratorio, ya que al apoyar las investigaciones enfocadas a la industria petrolera hace posible plantear un mejor panorama para el futuro energético de nuestro país.

Al Dr. Simón López Ramírez y a la Dra. Cecilia Duran Valencia[†] por recibirme y darme la oportunidad de realizar mi servicio social en el cual desarrollé y adquirí conocimientos en el área de investigación en la industria petrolera, siendo el primer paso para plantear el tema presentado en esta tesis. Al mismo tiempo, le agradezco doctor por dirigir mi trabajo, a través del cual queda plasmado todo su apoyo, tiempo, interés y conocimiento que compartió conmigo.

Al Ing. Luis Enrique Díaz Paulino por todo su tiempo, atención y apoyo brindado durante el desarrollo de este trabajo. Los consejos recibidos me ayudaron a mejorar mi manera de trabajar y a ser constante para lograr el objetivo planteado. Al finalizar esta etapa no conservo únicamente el conocimiento que has compartido conmigo, sino una gran amistad que se formó a lo largo de todo el proceso y que ha sido una de las mejores a pesar del poco tiempo de conocernos.

Al equipo de trabajo de la USIP por tener siempre la disposición de apoyarme en la realización de las pruebas experimentales, de resolver cualquier duda y compartir su conocimiento durante el planteamiento y desarrolló de esta investigación.

RESUMEN

La mayor parte de la producción de petróleo en México proviene de yacimientos naturalmente fracturados con factores de recuperación menores al 25%. Esta baja recuperación de hidrocarburos se debe a una temprana canalización de fluidos como resultado de la alta heterogeneidad de estos yacimientos.

En los últimos años, la industria petrolera se ha enfocado en implementar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada para incrementar los factores de recuperación, sin embargo, ante la presencia de fracturas y/o canales altamente conductivos, los fluidos inyectados irrumpen rápidamente en los pozos productores sin haber cumplido su objetivo.

Una de las tecnologías propuestas para solucionar este problema es la inyección de gel de partículas preformadas (PPG). El PPG es un polímero altamente hidrófilo que se sintetiza a partir de monómeros, un entrecruzante y aditivos. Este producto químico se acondiciona en superficie y posteriormente se inyecta a las fracturas del yacimiento con el propósito de controlar la producción excesiva de agua e incrementar la eficiencia de barrido.

El objetivo de este trabajo es identificar y evaluar experimentalmente los efectos del PPG sobre el flujo bifásico "agua-aceite" en un medio poroso que favorecen la producción de hidrocarburos. El desarrollo experimental consistió en armar y caracterizar un medio poroso altamente conductivo saturado con PPG, para después inyectar fluidos representativos de yacimiento y analizar parámetros como los diferenciales de presión, saturación de agua irreductible y la saturación de aceite residual.

Finalmente, con los datos obtenidos se propuso un método para determinar las curvas de permeabilidad relativa de un medio poroso altamente conductivo saturado con PPG. De acuerdo con los resultados, se concluye que el principal mecanismo de recuperación que permite incrementar la eficiencia de barrido, es el cambio desproporcionado de permeabilidades relativas, como consecuencia del comportamiento hidrofílico del PPG que retiene a la salmuera y permite el flujo del aceite.

CONTENIDO

Lista de figuras	ii
Lista de tablas	v
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. MEDIOS ALTAMENTE CONDUCTIVOS	3
1.1. Fracturas	3
1.1.1. Origen	3
1.1.2. Macrofracturas y microfracturas.....	5
1.1.3. Escalas de caracterización de fracturas	5
1.1.4. Propiedades de las fracturas	6
1.1.5. Bloque matriz.....	8
1.2. Propiedades de los sistemas fracturados.....	8
1.2.1. Porosidad de los sistemas fracturados	9
1.2.2. Permeabilidad de los sistemas fracturados	9
1.2.3. Permeabilidad relativa de los sistemas fracturados.....	10
CAPÍTULO II. PROPIEDADES DEL GEL DE PARTÍCULAS PREFORMADAS..	11
2.1. Gel de Partículas Preformadas (PPG)	11
2.2. Relación de hinchamiento en equilibrio (“Equilibrium Swelling Ratio”).....	12
2.3. Propiedades mecánicas del PPG.....	13
2.4. Factores que afectan las propiedades del PPG	13
2.4.1. Efecto de parámetros internos.....	14
I. Concentración de monómero.....	14
II. Concentración de entrecruzante	14
III. Concentración de iniciador	14
IV. Arcilla bentónica	14
2.4.2. Efecto de parámetros externos.....	15
I. Efecto por temperatura	15
II. Efecto por salinidad	15
III. Efecto por pH.....	15
2.5. Tipos de PPG.....	16
2.6. Fenómenos de transporte de PPG.....	17

2.7. Consideraciones previas a la aplicación de PPG.....	18
CAPÍTULO III. EFECTOS DEL PPG EN EL SISTEMA ROCA-FLUIDOS.....	20
3.1. Reducción de la permeabilidad absoluta.....	20
3.2. Cambio desproporcionado de permeabilidades relativas.....	21
3.3. Caso de implementación en campo	23
CAPÍTULO IV. DESARROLLO EXPERIMENTAL.....	25
4.1. Reactivos químicos y muestras.....	26
4.1.1. Gel de Partículas Preformadas (PPG-12).....	26
4.1.2. Fases acuosas y oleosas.....	27
4.2. Arreglo experimental	28
4.2.1. Bomba de desplazamiento	29
4.2.2. Cilindro porta muestras.....	29
4.2.3. Medio poroso altamente conductivo	29
4.2.4. Medidores de presión	30
4.2.5. Almacenamiento de datos	30
4.3. Evaluación de la relación de hinchamiento en equilibrio (ESR)	31
4.3.1. Desarrollo de una metodología para determinar la ESR.....	31
4.3.2. Evaluación del efecto de la salinidad del agua hidratante sobre la ESR	31
4.3.3. Evaluación del efecto del tamaño de partícula sobre la ESR	31
4.4. Evaluación del flujo bifásico agua-aceite ante la presencia de PPG.....	32
4.4.1. Caracterización del medio poroso altamente conductivo.....	32
4.4.2. Evaluación del flujo bifásico en el medio poroso altamente conductivo en presencia de PPG (Agua Desionizada y n-decano).....	33
4.4.3. Evaluación del flujo bifásico en el medio poroso altamente conductivo en presencia de PPG (Agua de la CAB y aceite del Campo Poza Rica)	38
CAPÍTULO V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	39
5.1. Evaluación de la relación de hinchamiento en equilibrio (ESR) del PPG	39
5.1.1. Metodología desarrollada para determinar la ESR	39
5.1.2. Efecto de la salinidad del agua hidratante sobre la ESR	41
5.1.3. Efecto del tamaño de partícula sobre la ESR	42
5.2. Flujo bifásico agua-aceite ante la presencia de PPG.....	44

5.2.1. Caracterización del medio poroso altamente conductivo.....	44
5.2.2. Flujo bifásico en el medio poroso altamente conductivo en presencia de PPG (Agua Desionizada y n-decano)	46
I. Caracterización del medio poroso saturado con PPG	46
II. Inyección de n-decano a condiciones de S_{wirr}	49
III. Inyección de agua desionizada a condiciones de S_{or}	51
IV. Curvas de permeabilidad relativa al agua desionizada y n-decano....	54
5.2.3. Flujo bifásico en el medio poroso altamente conductivo en presencia de PPG (Agua de la CAB sintética y aceite del Campo Poza Rica)	58
I. Caracterización del medio poroso saturado con PPG	58
II. Inyección de aceite del Campo Poza Rica a condiciones de S_{wirr}	62
III. Inyección de agua de la CAB sintética a condiciones de S_{or}	64
IV. Curvas de permeabilidad relativa al agua de la CAB sintética y aceite del Campo Poza Rica	67
CONCLUSIONES	70
NOMENCLATURA.....	72
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	73
ANEXOS	74
Anexo A. Validación del cálculo de permeabilidades relativas en los “End Points”	74
Anexo B. Reglas de Craig.....	79
Anexo C. Exponentes de Corey	81

LISTA DE FIGURAS

Figura No.	Título	Página
1.1	Los esfuerzos principales y la creación de las fracturas.	4
1.2	“Strike” y “dip” de la orientación de una fractura.	7
1.3	Curvas anómalas de permeabilidad relativa.	10
2.1	Proceso de síntesis del gel de partículas preformadas.	11
4.1	Arreglo experimental.	29
4.2	Empaque de esferas de vidrio.	32
4.3	Tapa superior de la celda.	33
4.4	Tapa inferior de la celda.	34
4.5	Medio poroso saturado de PPG.	34
5.1	Sistema de filtrado para PPG.	39
5.2	Comportamiento de la relación de hinchamiento del PPG durante el proceso de eliminación de agua libre.	40
5.3	Circunferencias trazadas sobre las partículas de gel secas.	43
5.4	Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua desionizada para medir permeabilidad absoluta.	45
5.5	Presión de inyección registrada durante la inyección de agua desionizada para medir pseudo-permeabilidad absoluta.	46
5.6	Diferencial de presión registrado durante la inyección de n-decano para medir pseudo-permeabilidad absoluta.	48
5.7	Diferencial de presión registrado durante la inyección de n-decano hasta alcanzar condiciones de S_{wirr} .	49

Figura No.	Título	Página
5.8	Diferencial de presión registrado durante la inyección de n-decano a condiciones de S_{wirr} .	50
5.9	Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua desionizada hasta alcanzar condiciones de S_{or} .	51
5.10	Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua desionizada a condiciones de S_{or} .	52
5.11	Curvas de permeabilidad relativa al agua desionizada y n-decano.	55
5.12	Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua de la CAB sintética para medir pseudo-permeabilidad absoluta.	59
5.13	Diferencial de presión registrado durante la inyección de aceite del Campo Poza Rica para medir pseudo-permeabilidad absoluta.	61
5.14	Diferencial de presión registrado durante la inyección de aceite del Campo Poza Rica hasta alcanzar condiciones de S_{wirr} .	62
5.15	Diferencial de presión registrado durante la inyección de aceite del Campo Poza Rica a condiciones de S_{wirr} .	63
5.16	Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua de la CAB sintética hasta alcanzar condiciones de S_{or} .	65
5.17	Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua de la CAB sintética a condiciones de S_{or} .	66
5.18	Curvas de permeabilidad relativa al agua de la CAB sintética y aceite del Campo Poza Rica.	68
A.1	Curvas de permeabilidad relativa al agua para el tapón 1 (Reportadas y calculadas).	75
A.2	Curvas de permeabilidad relativa al agua para el tapón 2 (Reportadas y calculadas).	76

Figura No.	Título	Página
A.3	Curvas de permeabilidad relativa al agua para el tapón 3 (Reportadas y calculadas).	76
A.4	Curvas de permeabilidad relativa al aceite para el tapón 1 (Reportadas y calculadas).	77
A.5	Curvas de permeabilidad relativa al aceite para el tapón 2 (Reportadas y calculadas).	77
A.6	Curvas de permeabilidad relativa al aceite para el tapón 3 (Reportadas y calculadas).	78
B.1	Curvas de permeabilidad relativa características de un medio mojado por agua.	80
B.2	Curvas de permeabilidad relativa características de un medio mojado por aceite.	80
C.1	Curvas de permeabilidad relativa construidas mediante los exponentes de Corey para un medio mojado por agua.	83
C.2	Curvas de permeabilidad relativa construidas mediante los exponentes de Corey para un medio con mojabilidad intermedia.	83
C.3	Curvas de permeabilidad relativa construidas mediante los exponentes de Corey para un medio mojado por aceite.	84

LISTA DE TABLAS

Tabla No.	Título	Página
3.1	Características del campo Zhongyuan.	23
4.1	Composición del gel de partículas preformadas evaluado.	26
4.2	Arreglo de tamices con su respectivo tamaño de partícula.	27
4.3	Parámetros de las aguas hidratantes, obtenidos mediante el análisis Stiff & Davis.	27
4.4	Propiedades de las fases acuosas @ 22°C.	28
4.5	Propiedades de las fases oleosas @ 22°C.	28
4.6	Características del medio poroso altamente conductivo.	30
4.7	Formato para registrar los resultados de pseudo-permeabilidad absoluta.	35
4.8	Formato para registrar los resultados de permeabilidad efectiva al aceite.	36
4.9	Formato para registrar los resultados de permeabilidad efectiva al agua.	37
5.1	Efecto de la salinidad del agua hidratante sobre la relación de hinchamiento.	41
5.2	Tamaño promedio de las partículas de gel secas.	43
5.3	Efecto del tamaño de partícula sobre la relación de hinchamiento.	43
5.4	Volumen poroso y porosidad del medio altamente conductivo.	44
5.5	Porosidad del medio saturado con PPG (medida con agua desionizada).	46
5.6	Porosidad del medio saturado con PPG (medida con n-decano).	47

Tabla No.	Título	Página
5.7	Pseudo-permeabilidad absoluta del medio poroso saturado con PPG (medida con n-decano).	48
5.8	Saturación de agua irreductible (S_{wirr}) del medio poroso saturado con PPG.	50
5.9	Permeabilidades efectivas al n-decano a condiciones de S_{wirr} .	50
5.10	Saturación de aceite residual (S_{or}) del medio poroso saturado con PPG.	52
5.11	Permeabilidad efectiva al agua desionizada a condiciones de S_{or} .	53
5.12	“End Points” de las curvas de permeabilidad relativa al agua desionizada y n-decano.	54
5.13	Porosidad del medio saturado con PPG (medida con agua de la CAB sintética).	58
5.14	Pseudo-permeabilidad absoluta del medio poroso saturado con PPG (medida con agua de la CAB sintética).	59
5.15	Porosidad del medio saturado con PPG (medida con aceite del Campo Poza Rica).	60
5.16	Pseudo-permeabilidad absoluta del medio poroso saturado con PPG (medida con aceite del Campo Poza Rica).	61
5.17	Saturación de agua irreductible (S_{wirr}) del medio poroso saturado con PPG.	63
5.18	Permeabilidad efectiva al aceite del Campo Poza Rica a condiciones de S_{wirr} .	64
5.19	Saturación de aceite residual (S_{or}) del medio poroso saturado con PPG.	65
5.20	Permeabilidad efectiva al agua de la CAB sintética a condiciones de S_{or} .	66

Tabla No.	Título	Página
5.21	“End Points” de las curvas de permeabilidad relativa al agua de la CAB sintética y aceite del Campo Poza Rica.	67
A.1	Casos propuestos para reproducir las curvas de permeabilidad relativa al agua.	74
A.2	Casos propuestos para reproducir las curvas de permeabilidad relativa al aceite.	77
B.1	Reglas de Craig para la evaluación cualitativa de la mojabilidad.	79
C.1	Exponentes de Corey de la fase oleosa y la fase acuosa para diferentes condiciones de mojabilidad.	82

INTRODUCCIÓN

Actualmente, la mayor parte de la producción de petróleo en México proviene de yacimientos naturalmente fracturados, sin embargo, debido a su complejidad geológica, se requiere desarrollar una exhaustiva caracterización para optimizar su explotación.¹

Comúnmente, en los yacimientos naturalmente fracturados se presenta una temprana canalización de agua y/o gas, lo que acorta la vida productiva de los pozos y disminuye la recuperación final de aceite. Algunas veces, las zonas productoras son abandonadas con la intención de evitar el contacto agua-aceite, incluso cuando los intervalos aún contienen grandes volúmenes de hidrocarburo recuperable.²

La producción excesiva de agua se asocia a la heterogeneidad de los yacimientos, ya que afecta severamente el flujo de fluidos en el medio poroso y dificulta la implementación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada debido a que los fluidos inyectados se canalizan a través de las fracturas y/o canales altamente conductivos.³

El control de la producción de agua es uno de los retos más grandes para la industria petrolera.⁴ Este problema ha sido contrarrestado mediante la inyección de geles poliméricos, que en años recientes se ha convertido en una de las tecnologías más atractivas para mejorar la eficiencia de barrido y reducir la canalización de fluidos en medios porosos fracturados.⁵

Los geles poliméricos que normalmente se inyectan en los yacimientos son el gel *in-situ* y el gel de partículas preformadas (PPG). El primero consiste en una mezcla de polímero y entrecruzante (llamado gelante), la cual es inyectada a la formación objetivo, donde se produce una reacción a condiciones de yacimiento para formar el gel que sella completa o parcialmente las fracturas. Por otra parte, el PPG es un polímero altamente hidrófilo que se sintetiza a partir de monómeros, un entrecruzante y aditivos. Este producto se acondiciona en superficie y posteriormente se inyecta a las fracturas del yacimiento con el propósito de disminuir la canalización de fluidos.⁶ Por ejemplo, durante los procesos de mantenimiento de presión en los yacimientos de aceite, el PPG redirecciona el flujo de agua desde las zonas de alta permeabilidad o fracturas con saturación de aceite residual hacia las zonas saturadas con hidrocarburos que no han sido barridas, lo que permite que el aceite se desplace hasta los pozos productores y se reduzca el corte de agua.⁴ El PPG tiene algunas ventajas sobre el gel *in-situ*, tales como el control sobre el tiempo de gelificación, evitar el fraccionamiento cromatográfico y eliminar los problemas de disolución que se pueden presentar al

estar en contacto con agua de formación.^{4,7} Además, el costo del proceso de inyección de PPG es relativamente bajo, las operaciones requeridas en campo son sencillas y el polímero es amigable con el ambiente.⁸

Esta tecnología ha sido aplicada por más de una década en campos maduros de la región de China.⁷ En México ha comenzado a tener una mayor importancia debido al volumen considerable de reservas que se encuentra asociado a yacimientos naturalmente fracturados. Para implementar este proceso de recuperación mejorada, es necesario comenzar con pruebas de laboratorio que permitan evaluar las propiedades del PPG, así como los cambios que se producen en el sistema roca-fluidos ante su presencia en el yacimiento.

Un tratamiento efectivo de PPG requiere de una temprana caracterización del yacimiento fracturado a tratar. Estos yacimientos se conforman por un sistema de doble porosidad (matriz-fractura) en donde la saturación de aceite remanente se encuentra en los bloques de matriz. La interacción entre estos bloques y las fracturas es algo que todavía no se resuelve técnicamente, por lo que los volúmenes de aceite atrapados que existen en ese tipo de yacimientos son considerables.

Antes de la implementación de PPG en un yacimiento fracturado, es necesario entender y caracterizar los canales altamente conductivos que definen la conductividad hidráulica del medio.

Objetivo

Identificar y evaluar experimentalmente los efectos de la presencia de PPG sobre el flujo bifásico agua-aceite en un medio poroso altamente conductivo a través de la determinación de las curvas de permeabilidad relativa.

CAPÍTULO I

MEDIOS ALTAMENTE CONDUCTIVOS

La caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados es fundamental para adquirir información geológica suficiente que permita establecer un plan de explotación óptimo y desarrollar las bases de implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada. Esta caracterización es importante debido a que los canales altamente conductivos afectan la comunicación hidráulica del yacimiento, propiciando una temprana canalización de fluidos que resulta en una baja eficiencia de barrido. Estos canales preferenciales de flujo normalmente se conocen como fracturas.

1.1. Fracturas

Desde el punto de vista geo-mecánico, una fractura es una superficie en la cual ha ocurrido una pérdida de cohesión, como resultado de una ruptura. Cuando esta superficie experimenta un desplazamiento relativo se le conoce como falla, mientras que aquellas en las que no se observa desplazamiento alguno se definen como diaclasas.⁹

Las propiedades de las fracturas están relacionadas con su origen, el cual se atribuye principalmente a dos tipos de procesos: tectónicos y diagenéticos.

1.1.1. Origen

El fracturamiento de la roca puede tener un origen tectónico, desarrollándose en estratos plegados o asociados a patrones de fallamiento o diaclasas y, en otras ocasiones, puede originarse mediante procesos diagenéticos o de litificación, dependiendo de las propiedades de la roca y de los esfuerzos mecánicos a los que es sometida.⁹

Las fracturas de origen tectónico se dividen en dos grupos relacionados con su modo de formación:¹⁰

- 1) Por esfuerzo de corte: Se forman con la cizalladura paralela a la fractura creada. Normalmente corresponden a fallas.
- 2) Por esfuerzo de tracción: Se forman con una tracción perpendicular a la fractura creada. Comúnmente corresponden a grietas o diaclasas.

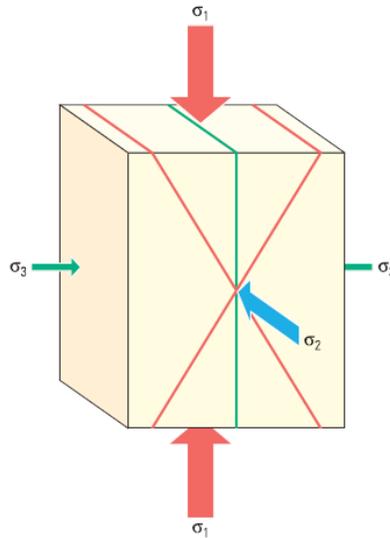


Figura 1.1 Los esfuerzos principales y la creación de las fracturas, por Bratton, T. et al, 2006, EUA.

Estos dos grupos de fracturas se forman con una orientación relacionada con las tres direcciones de esfuerzos principales (figura 1); que son 1) el esfuerzo de compresión principal máximo, σ_1 , 2) el esfuerzo de compresión principal mínimo, σ_3 , y 3) el esfuerzo intermedio, σ_2 .¹⁰

Las fracturas por esfuerzo de corte se crean bajo un alto esfuerzo diferencial y en pares conjugados, formando un ángulo agudo con σ_1 . Las de tracción se forman perpendiculares a σ_3 y bajo esfuerzos diferenciales relativamente bajos.¹⁰

Los esfuerzos que originan a las fracturas se atribuyen principalmente a los siguientes eventos geológicos:⁹

- a) Diastrofismo, en el caso de plegamientos y fallamientos.
- b) Erosión profunda de sobrecarga, la que ocasiona una diferencia de esfuerzos en la roca a través de sus planos de debilidad.
- c) Encogimiento del volumen de roca como resultado de la pérdida de agua, normalmente ocurre en lutitas y areniscas bituminosas.
- d) Encogimiento del volumen de roca por cambios de temperatura para el caso de rocas ígneas.

También, las fracturas se pueden crear por mecanismos de reducción de volumen que tienen lugar en la roca, y no a partir de fuerzas externas. Éstas incluyen disecación, contracción termal, sinéresis y cambios de fases minerales. Siendo las dos últimas las de mayor importancia en la producción de petróleo y gas.¹⁰

La detección y evaluación de fracturas se lleva a cabo en las etapas de exploración y producción del desarrollo de campos de aceite. Los métodos comúnmente empleados incluyen operaciones como la perforación, toma de registros, obtención de núcleos y pruebas de presión.⁹ Una vez verificada su existencia, es conveniente clasificarlas con base en sus características longitudinales, por ejemplo, macrofracturas y microfracturas.

1.1.2. Macrofracturas y microfracturas⁹

Comúnmente, el fracturamiento ocurre en rocas frágiles y de baja porosidad, en las cuales se presentan eventos tectónicos favorables a dicho fenómeno. En estas rocas, las fracturas resultantes tienen una apertura superior a 100 micras y son de longitud considerable, conocidas comúnmente como *macrofracturas*, cuyo origen se asocia a fenómenos de erosión y disolución. Cuando la roca es menos frágil y tiene una alta porosidad intergranular, se originan fracturas de extensión limitada y de apertura relativamente pequeña, conocidas como *microfracturas* o *fisuras*, las cuales surgen a partir de eventos tectónicos o estructurales y tienen la capacidad de formar un sistema continuo e hidrodinámicamente similar a un medio poroso.

Una vez clasificadas como micro o macrofracturas, es posible seleccionar la escala de caracterización de mayor ajuste a las propiedades de éstas.

1.1.3. Escalas de caracterización de fracturas

El mayor riesgo que implica la falta de una caracterización temprana de las fracturas naturales es que tal omisión puede limitar severamente las opciones de desarrollo de campos petroleros.¹⁰ Las escalas de caracterización comúnmente propuestas son las siguientes:

- a) *Fractura simple*: Se define a partir de sus características intrínsecas, tales como su apertura, tamaño, naturaleza y, en algunas ocasiones, su orientación, dependiendo de si se asocia o no al ambiente de formación del yacimiento.^{9,11}
- b) *Red de fracturas*: Las características que la definen son el número de fracturas y la orientación, las cuales están directamente relacionadas a su distribución y densidad. Presentan topologías muy complejas y una orientación que no es completamente aleatoria, ya que depende de la historia tectónica de la roca. Usualmente existe cierta correlación en aquellas que se encuentran cerca entre sí.^{9,11}

Ambas escalas de caracterización se enfocan en el estudio de las propiedades de las fracturas.

1.1.4. Propiedades de las fracturas

Las fracturas adquieren sus propiedades en función de los esfuerzos relacionados a su formación, el tipo de roca, las condiciones estructurales, la profundidad y la litología, entre otros factores. A continuación, se presentan sus principales propiedades:

*Rugosidad superficial*¹¹

Es el conjunto de irregularidades que presenta la superficie de la fractura. Es importante en el modelado del yacimiento, ya que controla la variación en la apertura de fractura y por lo tanto la canalización de flujo a través de ésta, así como también, el cierre por efecto de la presión litostática. Se ha reportado que la rugosidad tiene propiedades fractales y que se utiliza para identificar redes de fracturas con un origen mecánico similar.

Apertura^{9,11}

La apertura es igual a la distancia que existe entre las paredes de la fractura. Normalmente, se encuentra en un rango de 10 a 200 micrómetros, aunque estadísticamente, se ha demostrado que los valores más frecuentes están entre 10 y 40 micras, dependiendo de las características petrofísicas de la roca, de la naturaleza de los esfuerzos a los que es sometida y del ambiente de formación del yacimiento. En general, la apertura no se mantiene constante, ya que existen huecos y áreas de contacto sobre su superficie. A condiciones de yacimiento su magnitud depende de la profundidad, presión de poro y tipo de roca, sin embargo, en superficie pueden tener una amplitud mayor por efecto del cambio de esfuerzo entre una zona y otra.

*Tamaño*⁹

El tamaño de fractura es la relación que existe entre su longitud y el espesor del estrato del cual forma parte. Con base en esta propiedad, se clasifican de la siguiente manera:

- *Fracturas menores o de primer orden.* Tienen una longitud inferior a la de una zona productora.
- *Fracturas promedio.* Atraviesan más de una zona productora.
- *Fracturas mayores o de segundo orden.* Son muy extensas, en algunas ocasiones de decenas o cientos de metros.

Longitud¹¹

La longitud es uno de los factores más importantes en la conectividad de una red de fracturas, en su frecuencia de intersección e incluso en las propiedades del flujo a través de éstas. Por ejemplo, unas cuantas fracturas de longitud considerable pueden proveer mejores patrones de flujo que una gran cantidad de éstas con pequeña longitud.

Orientación¹¹

Usualmente se cuantifica por dos ángulos conocidos como “strike” y “dip” (figura 2). El primero corresponde a la traza de la intersección de la fractura con un plano horizontal, cuya dirección es especificada por su acimut medido en grados a partir del norte y en sentido de las manecillas del reloj, con valores entre 0 y 360 grados. El segundo es la magnitud del ángulo formado entre la fractura y el mismo plano horizontal, dentro de un rango de 0 a 90 grados.

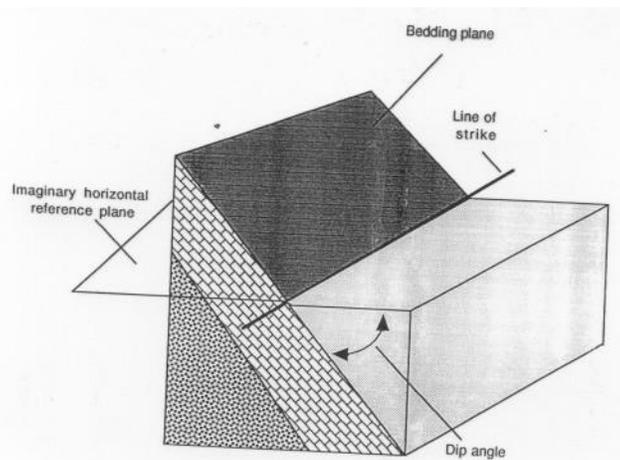


Figura 1.2 “Strike” y “dip” de la orientación de una fractura, por Davis. G., 1984, EUA.

Distribución⁹

Se expresa mediante un factor de grado de fracturamiento, el cual es fuerte cuando existe intercomunicación entre los sistemas de fracturas y además son similares. Si el factor es débil, no se presenta intercomunicación y el grado de fracturamiento de uno prevalece sobre el otro.

Densidad^{9,11}

Indica el grado de fracturamiento de una roca a partir de las siguientes relaciones relativas:

- *Densidad en dos dimensiones o areal*. Se define como la suma de las longitudes de fractura por unidad de área.
- *Densidad en tres dimensiones o volumétrica*. Se define como la superficie fracturada promedio por unidad de volumen de roca.

La densidad de fractura es considerada como un parámetro importante en el modelado de redes de fracturas.

Los yacimientos fracturados se conforman de un sistema matriz-fractura, en donde las unidades porosas son conocidas generalmente como bloque matriz y es en donde se queda entrampado el aceite.

1.1.5. Bloque matriz⁹

Es una unidad sólida de roca que se encuentra rodeada por una red de fracturas, de tal manera que las unidades adyacentes están hidrodinámicamente separadas entre sí. Se define a partir de su forma, volumen y peso con relación a las características del sistema fracturado al cual pertenece. Es de forma irregular, aunque para fines prácticos el bloque se simplifica a un cierto volumen geométrico, como por ejemplo un cubo o un paralelepípedo aplanado.

En el sistema matriz-fractura, los problemas de desplazamiento se enfocan únicamente en el flujo que existe entre la matriz y el medio continuo, en donde la presión capilar y las fuerzas gravitacionales contribuyen o afectan dicho desplazamiento.

Estos fenómenos de flujo se estudian mediante las propiedades del sistema matriz-fractura.

1.2. Propiedades de los sistemas fracturados

Parte de la caracterización consiste en determinar las propiedades del sistema matriz-fractura, en donde la presencia de la matriz y el medio continuo dificulta la adquisición de información requerida en el desarrollo de modelos de yacimiento, sin embargo, es una tarea esencial para disminuir el grado de incertidumbre de los planes de explotación.

1.2.1. Porosidad de los sistemas fracturados⁹

Los yacimientos fracturados están conformados por un sistema de doble porosidad:

- Porosidad primaria o intergranular. Es controlada por la depositación y litificación de los sedimentos, está altamente interconectada y usualmente se correlaciona con la permeabilidad, ya que es ampliamente dependiente de la geometría y de la distribución espacial de los granos de roca.
- Porosidad secundaria. Corresponde a las cavidades y/o fracturas que se originan a partir de la disolución de la roca o eventos tectónicos.

La porosidad total de un yacimiento fracturado es igual a la suma de la porosidad primaria y la porosidad secundaria. El valor total se puede determinar mediante procedimientos de medición directos (análisis de núcleos) o indirectos (registros geofísicos), sin embargo, es difícil distinguir entre la porosidad primaria y secundaria.

1.2.2. Permeabilidad de los sistemas fracturados⁹

La definición general de permeabilidad es válida para los yacimientos fracturados, sin embargo, debido a que se tienen dos sistemas (fractura y matriz), esta propiedad se redefine como permeabilidad de matriz, permeabilidad de fractura y permeabilidad del sistema (matriz-fractura). Es recomendable clasificar la permeabilidad de fractura como se muestra a continuación:

- *Permeabilidad intrínseca de fractura.* Está asociada a la conductividad medida durante el desplazamiento de un fluido a través de la sección transversal del espacio ocupado por una fractura o una red de fracturas, independientemente de la matriz de roca. Adicionalmente, esta propiedad se relaciona a la conductividad del medio fracturado.
- *Permeabilidad convencional de fractura.* Considera que el volumen de roca sólida (matriz) y su red de fracturas asociada actúan como una sola unidad hidrodinámica.

Por otro lado, la permeabilidad del sistema matriz-fractura es igual a la suma de las permeabilidades de la matriz y de la fractura, en donde su magnitud depende de la dirección de flujo, ya que cualquier cambio en este parámetro, modificará la permeabilidad intrínseca de fractura y, por lo tanto, también la del sistema fracturado.

1.2.3. Permeabilidad relativa de los sistemas fracturados⁹

La evaluación de las curvas de permeabilidad relativa de un yacimiento fracturado es una tarea complicada, ya que se conforman por un sistema de doble porosidad, en donde el plano de fracturamiento entre dos unidades de matriz produce una discontinuidad en el flujo multifásico de fluidos.

En rocas heterogéneas, la evaluación experimental de la permeabilidad relativa mediante la inyección de agua representa un riesgo de inexactitud debido a que se puede presentar una irrupción temprana de la misma. Si esto ocurre, los resultados no son representativos, pues el frente de avance a través de las fracturas o los vórgulos se encuentra por delante del frente correspondiente a la matriz. En este caso, los resultados se asemejan a una curva anómala (figura 3), como resultado de un desplazamiento tipo pistón en algunas fracturas, pero no en el sistema matriz-fractura.

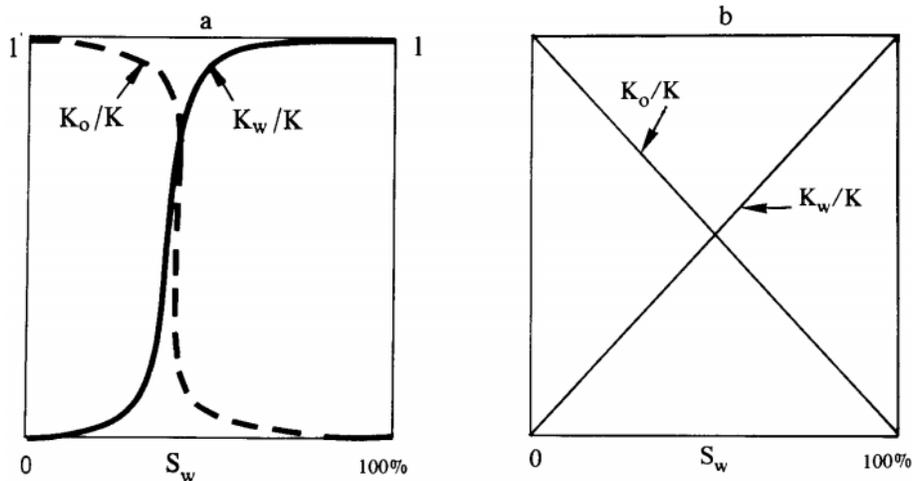


Figura 1.3 Curvas anómalas de permeabilidad relativa. a) Fracturas que no corresponden al eje axial del núcleo; b) Fracturas que corresponden al eje axial del núcleo, por Van Golf-Racht, T.D., 1982, Amsterdam.

Las propiedades de los sistemas fracturados generan problemas de canalización de fluidos (agua o gas), ya que las fracturas actúan como canales preferenciales de flujo mientras que el aceite queda atrapado en la matriz. Para producir este aceite, usualmente se emplean métodos de recuperación secundaria y/o mejorada como la inyección de agua y/o químicos, sin embargo, ante la presencia de las fracturas, es muy probable que el fluido inyectado al yacimiento se desplace directamente hasta los pozos productores, resultando en una baja o nula eficiencia de barrido. En los últimos años, la industria petrolera se ha enfocado en desarrollar tecnologías de recuperación mejorada que permitan afrontar este problema, siendo una de las más recientes la inyección de gel de partículas preformadas (PPG).

CAPÍTULO II

PROPIEDADES DEL GEL DE PARTÍCULAS PREFORMADAS

Durante las últimas décadas, los productos químicos han cobrado una mayor importancia en la industria petrolera, ya que son utilizados para modificar el sistema roca-fluidos de los yacimientos e incrementar la recuperación de hidrocarburos. Uno de los productos recientemente aplicados en yacimientos fracturados es el gel de partículas preformadas (PPG), cuyo objetivo es resolver problemas de canalización de fluidos y disminuir el efecto de la heterogeneidad geológica, lo que permite incrementar la eficiencia de barrido de los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada; sin embargo, para implementar una inyección adecuada de estos geles, es importante estudiar su composición, síntesis y propiedades.²

2.1 Gel de partículas preformadas (PPG)

Es un polímero entrecruzado súper absorbente que tiene la capacidad de incrementar hasta 200 veces su tamaño original al ser hidratado con agua o salmuera.⁵

El PPG se sintetiza a partir de monómeros hidrófilos (normalmente acrilamida), un entrecruzante, un iniciador y aditivos que le proporcionan resistencia ante los ambientes de alta temperatura y alta salinidad. En la figura 4 se presenta el proceso de síntesis del PPG.⁷

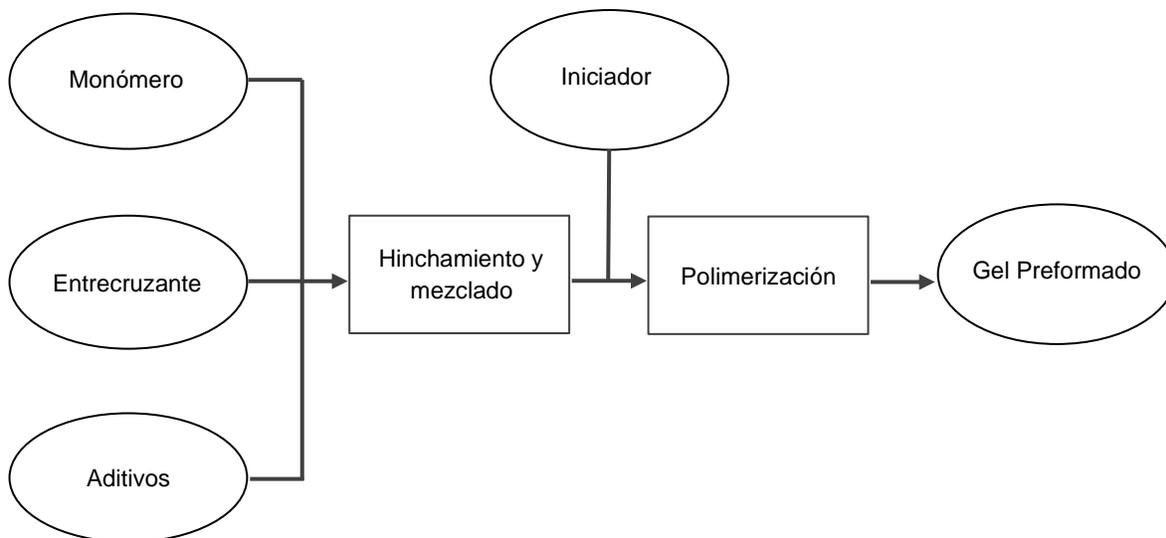


Figura 2.1 Proceso de síntesis del gel de partículas preformadas, por B. Bai, et al, 2007, Tulsa.

De manera general, la síntesis consiste en los siguientes pasos:

1. Preparar una solución acuosa que contenga monómero (acrilamida), entrecruzante y otros aditivos.
2. Agitar la mezcla para dispersar todos los componentes.
3. Purgar el sistema para eliminar trazas de aire.
4. Acondicionar la solución a una cierta temperatura para generar el entrecruzamiento y formar el gel.

La composición del PPG le atribuye propiedades hidrófilas que lo hacen afín a las fases acuosas, por lo cual, al estar en contacto con éstas, se hidrata e incrementa su masa y volumen un cierto número de veces. Este fenómeno se conoce como hinchamiento.

2.2. Relación de hinchamiento en equilibrio (“Equilibrium Swelling Ratio”)

La relación de hinchamiento en equilibrio (ESR) es una medida cuantitativa de la capacidad del PPG para absorber la solución acuosa en la cual está inmerso. Generalmente, se mide a partir de la diferencia de masa que tiene antes y después de hidratarse hasta su punto de equilibrio, lo cual se expresa matemáticamente de la siguiente manera:⁸

$$ESR = \frac{m_{ppg \text{ hidratado}} - m_{ppg \text{ seco}}}{m_{ppg \text{ seco}}} \dots (1)$$

Donde $m_{ppg \text{ hidratado}}$ es la masa del PPG hidratado y $m_{ppg \text{ seco}}$ la masa del PPG seco.

El hinchamiento surge de las interacciones repulsivas entre los grupos cargados negativamente en las cadenas poliméricas y de su alta afinidad hacia el agua.⁴ La cantidad de grupos hidrófilos contenidos en la molécula de polímero y el tamaño del PPG entrecruzado afectan significativamente el hinchamiento de las partículas de gel.⁷

Por otro lado, la presencia de iones metálicos en el agua hidratante produce un entrecruzamiento iónico, además de una interacción entre las cadenas poliméricas cargadas negativamente y los metales divalentes catiónicos, lo que reduce el volumen final de las partículas hinchadas.⁴

Las partículas de gel hidratadas adquieren propiedades mecánicas propias de un fluido viscoelástico. Estas propiedades determinan el comportamiento de flujo del PPG durante el proceso de inyección, por lo que es importante realizar un estudio reológico para evaluarlas.

2.3. Propiedades mecánicas del PPG

El comportamiento reológico del PPG es controlado por sus propiedades mecánicas. A continuación, se enlistan las principales propiedades mecánicas de las partículas:⁴

- Límite de deformación
- Resistencia a la cedencia
- Módulo de almacenamiento (G')
- Módulo de pérdida (G'')
- Factor de pérdida

El límite de deformación indica el inicio de transición de la fase elástica a la fase viscosa.⁴ Por otro lado, la resistencia a la cedencia es el punto en el cual se produce el rompimiento de ciertas porciones de la estructura química del PPG.⁸

El módulo elástico o de almacenamiento (G') representa la energía elástica del PPG, mientras que el módulo viscoso o de pérdida (G'') hace referencia a su energía viscosa. El cambio del módulo elástico con el tiempo es un indicador de la estabilidad térmica y resistencia del PPG. Se considera que las partículas deben ser elásticas y deformables para evitar romperse con facilidad.⁸ Aunque, después de cierto periodo de añejamiento pierden sus propiedades elásticas, resultando en un sistema fácilmente deformable y más viscoso.⁴

El factor de pérdida es un indicativo del nivel de degradación del PPG. Se define como la relación que existe entre los módulos mencionados anteriormente (G''/G'). Si el factor es menor a uno, G' domina a G'' y se presenta un comportamiento elástico; en el caso contrario, G'' es mayor que G' y se tiene un comportamiento viscoso. Cuando el valor es igual a uno, existe la misma contribución de cada módulo, lo que se conoce como punto de cedencia absoluto. Cuando la tangente del factor de pérdida es mayor a uno, ocurre un colapso microestructural y la deformación del PPG es irreversible.⁴

Las propiedades mecánicas del PPG son sensibles ante una serie de factores internos (composición) y externos (temperatura, salinidad y pH) que se presentan durante su síntesis e inyección al yacimiento.

2.4. Factores que afectan las propiedades del PPG

Algunos autores han investigado el impacto de la composición sobre las propiedades del PPG, así como el efecto del cambio de condiciones (principalmente temperatura) al pasar de la superficie al yacimiento. En ambos casos, el objetivo es identificar la manera en que estos factores afectan la efectividad del polímero.

2.5. Efecto de parámetros internos

La concentración de los componentes impacta sobre las propiedades del PPG. Debido a esto, se debe determinar la composición adecuada que le otorgue las propiedades requeridas para su implementación. A continuación, se presenta el efecto de algunos de sus componentes:

I. Concentración de monómero⁷

A mayor concentración, las partículas de gel adquieren mayor resistencia sin afectar significativamente su capacidad de hinchamiento.

II. Concentración de entrecruzante^{5,7}

El incremento en su concentración ocasiona que más grupos hidrófilos formen parte de la reacción de gelación, de tal manera que las partículas de gel resultantes tienen una baja hidrofiliidad y se presenta una disminución en su resistencia a la cedencia; sin embargo, su módulo de almacenamiento incrementa. Cuando la concentración de entrecruzante es muy alta, se produce el efecto de impedimento estérico y se reduce la capacidad de hinchamiento.

El impedimento estérico es el efecto que ocurre cuando el volumen ocupado por un grupo funcional o un átomo en una molécula impide que otra parte de ésta reaccione, disminuyendo así la velocidad de reacción.

III. Concentración de iniciador⁷

Los iniciadores son entidades químicas (componentes de peróxido) que producen radicales libres durante su disociación en las condiciones adecuadas. La concentración de ciertos componentes retarda la polimerización, ya que se consumen más radicales libres, por lo que se requiere de una mayor cantidad de iniciador para comenzar la reacción.

IV. Arcilla bentónica⁷

La arcilla bentónica tiene una superficie cargada negativamente, lo que le permite a la poliacrilamida hidrolizada enlazarse con ésta mediante las fuerzas de Coulomb y disminuir así la densidad del grupo funcional hidrofílico. El reforzamiento de las propiedades de un gel polimérico compuesto de arcilla se atribuye a los efectos híbridos de las propiedades interfaciales y a la movilidad restringida de las cadenas de polímeros.

2.6. Efecto de parámetros externos

Al igual que la composición, existen ciertos parámetros externos que afectan las propiedades y la efectividad del PPG. Para identificarlos se han presentado diversos trabajos que evalúan el comportamiento de las partículas ante diferentes condiciones de temperatura, salinidad y pH, entre otros.³

I. Efecto por temperatura

Normalmente, a temperaturas superiores a los 60°C se presenta el fenómeno de hidrólisis, en donde ocurre el cambio de algunos grupos amida (R-CONH₂) a un grupo ácido carboxílico (R-COOH), lo que produce un incremento en la capacidad de hinchamiento de las partículas de gel.^{3,5}

II. Efecto por salinidad

Cuando las partículas de gel son hidratadas con agua de baja salinidad se crean fuerzas eléctricas repulsivas que separan las moléculas en el gel y permiten que el agua entre con mayor facilidad a través de su estructura, generando así un mayor hinchamiento. La partícula resultante es muy deformable y recibe el nombre de “partícula débil”.^{5,7}

Si las partículas de gel se hidratan con agua de alta salinidad, los grupos cargados negativamente son balanceados por los cationes presentes en la salmuera y restringen una mayor absorción de agua; además, se presenta una diferencia de presión osmótica entre la red interna del PPG y la solución de salmuera externa. Esta presión osmótica disminuye conforme la fuerza iónica de la salmuera se incrementa.⁸ Las partículas obtenidas se conocen como “partículas fuertes”, las cuales tienen un menor hinchamiento y una mayor resistencia a los esfuerzos de corte con respecto a las partículas débiles.⁵

III. Efecto por pH

El PPG no presenta cambios en su capacidad de hinchamiento al estar en contacto con un medio básico (pH>7); sin embargo, conforme el medio adquiere condiciones ácidas (pH<7), su capacidad de hinchamiento disminuye, lo que se puede atribuir a la liberación de protones en una condición ácida, los cuales protegen la fuerza repulsiva eléctrica de los grupos cargados.⁷

Las partículas de gel que se exponen a ambientes de alta salinidad, dureza y temperatura son sensibles a experimentar el fenómeno de sinéresis. Este fenómeno ocurre a través de la hidrólisis de grupos amida y el posterior entrecruzamiento iónico con los cationes metálicos, en donde las partículas expulsan agua y se reduce su volumen.⁴

La modificación de los parámetros internos puede disminuir la sensibilidad de las partículas de gel ante los parámetros externos, lo que ayuda a evitar el problema de sinéresis.⁴ A raíz de esto, se han formulado diversos tipos de PPG.

2.7. Tipos de PPG²

Las condiciones de temperatura y salinidad de los yacimientos han propiciado el desarrollo de distintos tipos de PPG con propiedades mecánicas más resistentes a ambientes abrasivos. Desde 1997 se han reportado los siguientes tipos de PPG:

PPG compuesto a base de polímero y arcilla

Se sintetiza a partir de un monómero, un entrecruzante, un iniciador y arcilla. La relación de hinchamiento puede ser ajustada hasta cien veces su volumen original en agua de formación y resiste temperaturas superiores a los 120°C.

PPG elástico y deformable

Sintetizado a partir de la copolimerización de dos monómeros, de los cuales, uno se conforma de uno o más monómeros de dieno insaturados e insolubles en agua, mientras que el otro es un compuesto con una estructura de alquilo o éster alquilo. Este producto tiene excelente flexibilidad, deformabilidad, elasticidad y estabilidad a temperaturas superiores a los 120°C.

PPG con hinchamiento retardado

Está conformado por una red de polímeros interpenetrantes, permitiendo extender su tiempo de hinchamiento hasta 20 días. Además, se suspende y dispersa fácilmente en el agua de inyección.

PPG con baja tensión superficial

Tiene una estructura molecular conformada por una red 3D parcialmente entrecruzada y cadenas de polímeros parcialmente ramificadas con forma de estrella, lo que aumenta su resistencia a la temperatura y salinidad. Después de estar inmerso en salmuera, la dispersión lo hace actuar como un polímero absorbente y soluble en agua.

PPG con resistencia ajustable

Tiene propiedades termo-degradables. Las partículas se ajustan a un tamaño milimétrico y se utilizan para bloquear fracturas, canales conductivos o agujeros cercanos al pozo. Además, puede degradarse a micro gel o polímero viscoso, lo que le permite fluir fácilmente dentro del yacimiento.

Estos tipos de PPG tienen ciertas ventajas que amplían las posibilidades de implementación en campo y reducen las limitaciones asociadas a las condiciones de yacimiento; sin embargo, la efectividad del PPG también depende de los fenómenos de transporte que se presentan en el medio poroso.

2.8. Fenómenos de transporte de PPG¹²

La naturaleza deformable de las partículas de gel dificulta la descripción de su flujo a través de medios porosos. Durante su inyección se pueden presentar simultáneamente distintos fenómenos de transporte, siendo importante definir cuál es el predominante.

Mediante pruebas experimentales se han identificado los siguientes fenómenos de transporte de PPG en medios porosos:

- *Paso directo.* Ocurre cuando el tamaño de partícula es menor al diámetro de la garganta de poro, por lo que se mueve fácilmente a través de éste.
- *Adsorción.* La partícula de gel es atrapada por la superficie del medio poroso, debido a que es demasiado pequeña y la fuerza de atracción eléctrica que existe entre esta y la roca es mayor.
- *Entrampamiento.* La partícula de gel es retenida a la entrada de la garganta de poro y no puede seguir desplazándose más allá de ese punto.
- *Deformación y paso.* La fuerza de desplazamiento aplicada deforma las partículas para permitirles pasar a través de la garganta de poro. Dependiendo de sus propiedades mecánicas, pueden o no recuperar su forma original.
- *Encogimiento y paso.* Por efecto de la presión de inyección, las partículas de gel expulsan cierta cantidad de agua, lo que reduce su tamaño y les permite pasar a través de la garganta de poro. Posteriormente, pueden reabsorber agua y recuperar su tamaño original.
- *Rompimiento y paso.* El incremento de la fuerza de desplazamiento ocasiona que las partículas retenidas en la garganta de poro se rompan en otras más pequeñas y continúen desplazándose.

Los fenómenos de transporte dependen de la relación de diámetros entre las partículas de gel y la garganta de poro, así como de las propiedades mecánicas de las partículas. Por otro lado, existen ciertas consideraciones derivadas de la evaluación del PPG en el medio poroso.

2.9. Consideraciones previas a la aplicación de PPG

Una gran cantidad de autores han concluido consideraciones específicas que relacionan la concentración de la suspensión de PPG, tamaño de partícula y características petrofísicas del medio poroso. Es importante conocerlas, con la finalidad de evitar posibles daños a la formación. Estas consideraciones se presentan a continuación:²

- a) El tamaño de las partículas de gel es ajustado con el objetivo de minimizar la profundidad de penetración y evitar daños a rocas convencionales o zonas de permeabilidad menor a 1 Darcy, permitiéndoles entrar preferentemente en los canales de flujo y formar un empaque cuya permeabilidad depende de la resistencia del PPG, del tamaño de partícula y del gasto de inyección.
- b) Las partículas de gel hidratadas son deformables, por lo cual pueden ser transportadas a través de medios porosos, teniendo la capacidad de atravesar gargantas de poro de 0.175 veces el diámetro de la partícula hidratada.
- c) Existe la posibilidad de que se formen enjarres internos o externos cuando el tamaño de la partícula de gel hinchada excede 17 veces el diámetro de la garganta de poro.
- d) La profundidad de penetración depende más del volumen de las partículas de gel hidratadas que de la concentración inyectada. Normalmente, se utilizan concentraciones en el rango de 2,000 a 8,000 ppm con base en las características del medio a tratar.

Por otra parte, las pruebas de laboratorio y la información adquirida en campo son fundamentales para establecer las bases de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada. Las siguientes conclusiones son resultado de diferentes tratamientos de PPG realizados en yacimientos fracturados, principalmente en la región de China:

*Ventajas del PPG:*⁴

- Se prepara y acondiciona en instalaciones superficiales.
- Su tamaño es ajustable, desde micrómetros hasta centímetros.
- Tiene la capacidad de hidratarse en agua de formación.
- Es resistente a ambientes salinos moderados.
- Sus propiedades mecánicas son ajustables.
- Su relación de hinchamiento es ajustable.

Características de los yacimientos en los cuales se ha aplicado PPG:²

- Fracturados artificialmente con fines de producción.
- Naturalmente fracturados.
- Con inyección de CO₂.
- Con inyección de polímero.
- Rango de temperatura: 30—110°C.
- Salinidad del agua de formación: 2,900—300,000 mg/L.

Criterios de selección de pozo para la aplicación de PPG:⁵

- Yacimientos con canales de alta permeabilidad o fracturas.
- Temperatura del yacimiento menor a 120°C.
- Sin límites en la salinidad del yacimiento.
- Alta inyektividad y un bajo índice de presión (PI).
- Alta producción de agua en los pozos.
- Grupos de pozos con una baja recuperación de aceite.

Limitaciones para la aplicación de PPG⁵

Esta tecnología se utiliza para controlar la producción de agua en yacimientos con pequeñas fracturas o canales de alta permeabilidad; sin embargo, en presencia de canales de flujo muy amplios, las partículas pueden pasar directamente a los pozos productores sin lograr generar algún beneficio en la producción de aceite.

Es importante mencionar que sería difícil inyectar PPG en una formación sin fracturas, ya que se registrarían presiones de inyección muy elevadas y se podría alcanzar la presión de fractura.

Cuando la aplicación de PPG no se ve limitada se procede a desarrollar un plan de implementación para maximizar la eficiencia de este polímero en el yacimiento. Las bases del proceso de inyección se obtienen a partir de la caracterización de los medios altamente conductivos y la evaluación de las propiedades del PPG, en donde el objetivo es transportar las partículas de gel hasta las fracturas para reducir la canalización de fluidos y beneficiar la producción de aceite. Este incremento en la producción es resultado de los mecanismos de recuperación que ocurren ante la presencia de PPG en el sistema roca-fluidos.

CAPÍTULO III

EFECTO DEL PPG EN EL SISTEMA ROCA-FLUIDOS

Los mecanismos de recuperación del PPG son un tema de investigación sumamente importante para optimizar su implementación en campo. Durante el proceso de inyección, el PPG es hidratado en superficie e inyectado en suspensión a las fracturas. Una vez colocado en la zona objetivo, se presentan cambios en el sistema roca-fluidos que ocasionan una reducción de la permeabilidad absoluta y, por lo tanto, una disminución de la canalización de fluidos. Esta combinación permite que la eficiencia de barrido se incremente, recuperando así el aceite atrapado en la matriz.

3.1. Reducción de la permeabilidad absoluta¹³

La alta permeabilidad de las fracturas favorece la canalización de fluidos a través de éstas, sin embargo, cuando las partículas de gel inyectadas al yacimiento saturan a estos canales altamente conductivos se origina una disminución de la permeabilidad absoluta. La magnitud de la reducción se asocia a los siguientes parámetros:

Efecto de la concentración de PPG en suspensión

El incremento en la concentración de PPG ocasiona una mayor reducción de la permeabilidad en las fracturas, ya que aumenta la cantidad de partículas de gel que saturan al medio conductivo y, por lo tanto, el bloqueo ocurre más rápidamente.

Efecto del tamaño de partícula de gel

Conforme se incrementa el tamaño de partícula la reducción de permeabilidad es más notable, resultado del bloqueo de una mayor área de flujo en los canales conductivos. Si las partículas de gel son fuertes se puede originar un mayor bloqueo en la fractura.

Efecto del gasto de inyección

Cuando el gasto se incrementa, el porcentaje de partículas de gel que pasa a través de las fracturas es mayor, lo que ocasiona una menor reducción en su permeabilidad. Esto se asocia a la fuerza hidrodinámica que reduce la depositación e incrementa la movilidad de las partículas, permitiéndoles fluir con mayor facilidad.

3.2. Cambio desproporcionado de permeabilidades relativas¹⁴

El flujo de los fluidos en el medio poroso se modifica ante las propiedades hidrófilas del PPG, el cual retiene el agua para mantenerse hidratado y favorecer el flujo de la fase oleosa. Este efecto se ve reflejado en las permeabilidades relativas a dichos fluidos y es conocido como “cambio desproporcionado de permeabilidades relativas.” Este fenómeno se mide a través de pruebas de desplazamiento en medios porosos y normalmente se expresa mediante la comparación de los Factores de Resistencia Residual (F_{RR}) del agua y del aceite; el cual indica la relación entre la movilidad del fluido antes y después de la inyección del PPG.

Con el propósito de expresar cuantitativamente qué tan efectivo es el PPG, algunos autores han propuesto utilizar la Relación de Factores de Resistencia Residual del agua y el aceite. El incremento de dicha relación indica una mayor restricción al flujo de agua.

$$\text{Relación } F_{RR} = \frac{F_{RRW}}{F_{RRo}} \dots (2)$$

Donde F_{RRW} es el factor de resistencia residual del agua y F_{RRo} el factor de resistencia residual del aceite.

Por otro lado, se encuentra un parámetro selectivo (σ) con valores en una escala de 0 a 1. El parámetro es igual a cero cuando el factor de resistencia residual para ambas fases es el mismo, lo que indica que las permeabilidades al agua y al aceite decrecen de manera proporcional. Normalmente, ante la presencia de PPG el factor de resistencia residual del agua es mayor que el del aceite, resultando en un parámetro selectivo mayor a cero, lo que representa una situación en la cual después de la inyección del PPG la permeabilidad al aceite se mantiene relativamente constante mientras que la del agua disminuye en gran medida.

$$\sigma = \frac{1}{F_{RRo}} - \frac{1}{F_{RRW}} \dots (3)$$

Se han propuesto teorías para explicar el cambio desproporcionado de permeabilidad, sin embargo, la mayoría se han descartado mediante pruebas experimentales. Actualmente, se mantiene la validez de las siguientes:

- 1) Vías segregadas de aceite y agua.
- 2) Deformación o deshidratación del PPG.

Vías segregadas de aceite y agua

Durante la inyección de PPG al yacimiento, las partículas fluyen preferentemente hacia las zonas saturadas con agua como resultado de su afinidad natural hacia la misma. Estas zonas corresponden a las fracturas, en donde la saturación de la fase acuosa es considerablemente alta y la saturación de aceite es mínima. Por otro lado, las zonas que contienen un mayor volumen de aceite, por ejemplo, los bloques de matriz son menos afectados por las partículas de gel. Como consecuencia, el PPG se aglomera en las fracturas para mantenerse hidratado con el agua de formación, reduciendo la permeabilidad efectiva a esta fase y permitiendo que el aceite fluya fácilmente.

Deformación o deshidratación del PPG

La capacidad de arrastre de los aceites viscosos les permite deformar a las partículas de gel para desplazarse a través de éstas. Una evidencia experimental relacionada a este fenómeno es el aumento en la permeabilidad al aceite con el gasto de inyección. La deformación del PPG puede ser parcialmente reversible, dependiendo principalmente de su elasticidad. Cuando no es lo suficientemente elástico y se expone a esfuerzos de corte significativos, la presión ejercida sobre el mismo conlleva a su deshidratación.

El cambio desproporcionado de permeabilidad es el resultado combinado de la alta saturación de PPG en las fracturas y el bloqueo preferencial de la fase acuosa por efecto de la hidrofiliidad de las partículas de gel. Por otro lado, si el aceite presenta una mayor viscosidad, su capacidad de arrastre le permite deformar el PPG y abrirse camino a través de éste, ya que no restringe el flujo de la fase oleosa que, con base en análisis microscópicos, se ha concluido que el flujo de esta fase es interpartícula mientras que el flujo del agua es intrapartícula.

Como ya se mencionó, la relación de factores de resistencia residual y el parámetro selectivo expresan cuantitativamente el cambio desproporcionado de permeabilidad, por lo que, para contribuir al estudio de este fenómeno, se propone realizar una evaluación mediante la determinación de las curvas de permeabilidad relativa ante la presencia del PPG, siendo el objetivo principal de este trabajo.

Por otro lado, después de la implementación en campo, el desempeño del PPG se puede evaluar a través de:

- 1) El incremento en la presión de inyección.
- 2) El aumento en el gasto de producción de aceite.
- 3) La disminución en el corte de agua.

Estas condiciones son resultado de un bloqueo temporal de los canales altamente conductivos, lo que obliga a que el agua fluya a través de las zonas menos permeables (bloqueo matriz), mejorando la eficiencia de barrido durante la inyección de agua e incrementando la recuperación de aceite.

En la mayoría de los casos de implementación de PPG reportados en la literatura se han presentado las condiciones previamente mencionadas.

3.3. Caso de implementación en campo⁵

El PPG se ha implementado de manera exitosa en yacimientos profundos pertenecientes a campos maduros de la región de China. El siguiente caso de implementación se incluye como ejemplo de una adecuada planeación del proceso de inyección de PPG en un campo de aceite con alta salinidad y alta temperatura, siendo estos los parámetros que más influyen sobre el desempeño del PPG.

Campo Zhongyuan.

En la tabla 1 se presentan las características generales del campo Zhongyuan, el cual fue desarrollado desde 1979 por inyección de agua mediante dos pozos inyectoros conectados a tres pozos productores.

Tabla 3.1
Características del campo Zhongyuan.

Parámetro	Definición
Litología	Areniscas sin fracturas naturales
Permeabilidad promedio	121 mD
Temperatura de formación	107°C
Salinidad del agua de formación	15x10 ⁴ mg/L

Después de 20 años de producción, se decidió implementar el tratamiento con PPG debido a los siguientes motivos:

- a) Los pozos de inyección tienen una alta inyectividad.
- b) Los pozos de producción presentan un corte de agua superior al 85%.
- c) El perfil de inyección de agua indica que el yacimiento tiene una extrema heterogeneidad vertical.
- d) La inyección de trazadores demostró que existen zonas con una severa heterogeneidad areal y canales preferentes al flujo entre los pozos inyectoros y productores.

Determinación de parámetros para la inyección

El volumen de suspensión de PPG utilizado se optimizó con base en la inyectividad de los pozos, el perfil de inyección del agua y los resultados de pruebas con trazadores.

El PPG se preparó a una concentración de 3,000 mg/L utilizando agua de producción como fluido hidratante. El tamaño de las partículas hidratadas se encuentra en un intervalo de 0.8 y 2 mm.

El gasto de inyección se determinó a partir del índice de inyectividad de cada pozo inyector, limitándose a un 80 % de la presión de fractura de la formación. Se utilizó un método de inyección alternada, desplazando suspensión de PPG durante el día y agua de producción tratada durante la noche.

Impacto del tratamiento con PPG

- a) Se presentó y mantuvo un incremento de la presión de inyección del agua durante más de dos años, lo que demuestra que el PPG es estable a las correspondientes condiciones de yacimiento.
- b) Se modificó el perfil vertical de inyección, con una mejora confirmada mediante pruebas de perfiles antes y después del tratamiento, además, la inyección de agua invadió nuevos estratos, reflejándose en un mejor barrido.
- c) Se redujo el corte de agua en aproximadamente 10%, con una recuperación de 158 toneladas de aceite incremental por cada tonelada de PPG.

El éxito de la implementación de PPG que se presentó en el caso anterior es resultado de una adecuada planeación que considera toda la información adquirida previo a su aplicación.

La tecnología de inyección de PPG debe fundamentarse mediante pruebas experimentales a escala de laboratorio que permitan evaluar las propiedades y los mecanismos de recuperación del gel de partículas preformadas como método de EOR.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO EXPERIMENTAL

La sección experimental de este trabajo se divide en dos etapas. En la primera se evaluó la interacción entre el agua y el PPG con el objetivo de desarrollar una metodología para determinar la relación de hinchamiento en equilibrio (ESR) y al mismo tiempo analizar el efecto de algunos parámetros externos sobre dicha propiedad. En la segunda etapa se armó un medio poroso altamente conductivo saturado de PPG, en el cual se realizaron desplazamientos de flujo bifásico agua-aceite para identificar los mecanismos de recuperación que propician el incremento en la producción de aceite al aplicar este método de recuperación mejorada.

Evaluación de la relación de hinchamiento en equilibrio (ESR) del PPG

1. Desarrollo de una metodología para determinar la relación de hinchamiento en equilibrio (ESR) del PPG.
2. Evaluación del efecto de la salinidad del agua hidratante sobre la ESR.
3. Evaluación del efecto del tamaño de partícula sobre la ESR.

Evaluación del flujo bifásico ante la presencia de PPG

1. Caracterización del medio poroso altamente conductivo.
2. Flujo bifásico en el medio poroso altamente conductivo en presencia de PPG (Agua Desionizada y n-decano).
3. Flujo bifásico en el medio poroso altamente conductivo en presencia de PPG (Agua de Formación Sintética y Aceite de Poza Rica).

4.1. Reactivos químicos y muestras

4.1.1. Gel de Partículas Preformadas (PPG-12)

En este trabajo se utilizó el gel de partículas preformadas con ID PPG-12 presentado en el artículo “*Development of Enhanced Nanocomposite Preformed Particle Gels for Conformance Control in High-Temperature and High-Salinity Oil Reservoirs*”. La composición de este PPG (tabla 2) le provee propiedades mecánicas adecuadas para ser aplicado en yacimientos de aceite con alta salinidad y alta temperatura.⁴

Tabla 4.1

Composición del gel de partículas preformadas evaluado, por Duran-Valencia, C. et al, 2014, The Society of Polymer Science, Japan.

Componente	Producto Químico	Relación Molar	Porcentaje Peso [%]
Monómeros	Acrilamida (AM)	1	~~~~~
	Vinilpirrolidona (VP)	1	
	AMPS-Na	1	
Radical Iniciador Libre	Persulfato de Amonio (APS)	~~~~~	0.1
Agente Entrecruzante	N, N-metilenbis-acrilamida (MBA)	~~~~~	0.5
Catalizador	N, N, 'N, 'N – Tetrametiletilendiamina (TEMED)	~~~~~	0.05
Aditivo	Bentonita Sódica (MB)	~~~~~	2

La síntesis del PPG se realizó por el grupo de trabajo de polímeros y diversificadores de flujo de la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera (USIP). De manera general, el proceso de síntesis y acondicionamiento consta de los siguientes pasos:

1. Mezclar las respectivas cantidades de AM y VP.
2. Agregar agua destilada y posteriormente suspensión de MB.
3. Agregar el monómero AMPS-Na, siendo el último de los monómeros y aditivos que se agrega a la mezcla.
4. Agitar la mezcla hasta que todos los monómeros queden completamente dispersos.
5. Agregar el entrecruzante MBA directamente en la solución utilizando una agitación de mayor magnitud para dispersar todos los entrecruzantes.
6. Purgar el sistema para eliminar trazas de aire.
7. Agregar el iniciador APS, el catalizador TEMED y detener la purga con nitrógeno (La reacción de polimerización exotérmica comienza casi al instante y ocurre la formación del gel).

8. Recortar el gel en pequeñas piezas
9. Secar en un horno de vacío a 60°C durante 24 horas.
10. Moler y tamizar utilizando el arreglo de la tabla 3, hasta obtener la cantidad necesaria para las pruebas correspondientes a cada etapa de evaluación.

Tabla 4.2

Arreglo de tamices con su respectivo tamaño de partícula.

Malla de tamiz	Tamaño de partícula [µm]
30	600
140	106
170	90

El tamaño de partícula es un parámetro importante, ya que define la profundidad de penetración en el medio poroso y la capacidad de éste para bloquear las fracturas. El arreglo de tamices propuesto considera los tamaños de apertura de fractura que se han reportado en campo y al mismo tiempo permite evaluar el efecto del tamaño de partícula sobre la relación de hinchamiento.

4.1.2. Fases acuosas y oleosas

La selección de las fases acuosas utilizadas en este trabajo se hizo considerando que la salinidad del agua hidratante es uno de los parámetros de mayor influencia sobre el desempeño del PPG. Debido a esto, los fluidos propuestos presentan diferencias considerables de salinidad y dureza. Los parámetros de las aguas hidratantes tales como la dureza total, la salinidad y la concentración de iones calcio y magnesio se obtuvieron mediante el análisis Stiff & Davis (tabla 4).

Tabla 4.3

Parámetros de las aguas hidratantes, obtenidos mediante el análisis Stiff & Davis.

Parámetro	Agua desionizada (Q473-I)	Agua de mar sintética (M174-J-10)	Agua de la CAB sintética (M222-19)
Dureza Total [mg CaCO ₃ /L]	0	6,289	4,999
Dureza de Calcio [mg CaCO ₃ /L]	0	1,200	3,699
Ca ²⁺ [mg/L]	0	480	1,481
Dureza del magnesio [mg CaCO ₃ /L]	0	5,099	1,300
Mg ²⁺ [mg/L]	0	1,239	316
Salinidad [PPT]	0	33.50	30.78

Las fases acuosas utilizadas durante las evaluaciones de flujo bifásico son agua desionizada y agua de la CAB sintética (agua de formación sintética). Ambos fluidos presentan valores de densidad y viscosidad muy similares (tabla 5). La principal diferencia radica en su contenido de sales.

Tabla 4.4
Propiedades de las fases acuosas @ 22°C.

Característica	Agua Desionizada (Q473-I)	Agua de la CAB (M222-19)
Densidad [g/cm ³]	1.000	1.027
Viscosidad [cP]	1.000	1.100

Las fases oleosas utilizadas en las etapas de evaluación de flujo bifásico agua-aceite son n-decano y aceite del Campo Poza Rica, las cuales presentan una diferencia de viscosidad considerable (tabla 6).

Tabla 4.5
Propiedades de las fases oleosas @ 22°C.

Característica	n-decano (Q015)	Aceite de Poza Rica(M224a)
Densidad [g/cm ³]	0.730	0.880
Viscosidad [cP]	0.978	26.454

4.2. Arreglo experimental

El arreglo experimental (figura 5) está diseñado para realizar pruebas de desplazamiento a través del medio poroso altamente conductivo y al mismo tiempo registrar los datos necesarios (diferencial de presión, volumen de fluido inyectado, presión de inyección y volumen de fluidos producidos) para caracterizar y evaluar las modificaciones que se produzcan en el medio poroso ante la presencia de PPG.

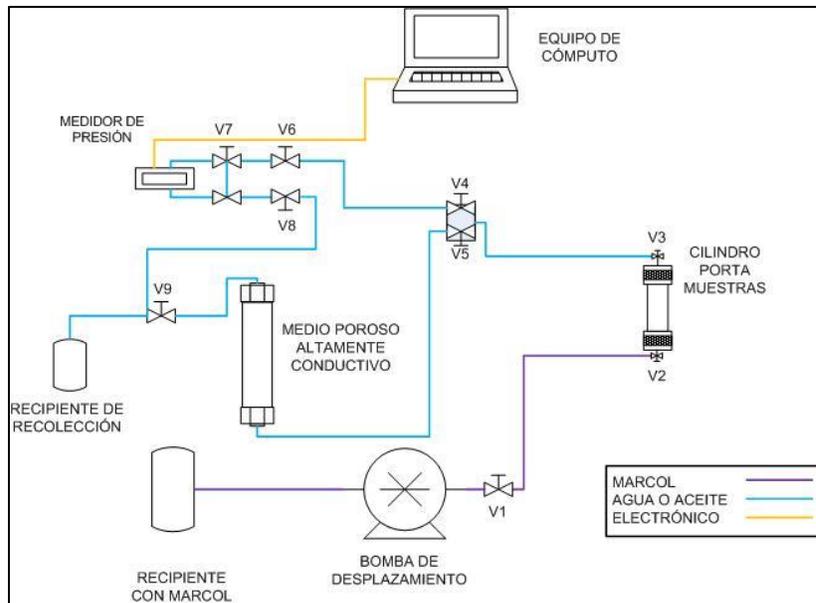


Figura 4.1 Arreglo experimental.¹⁵

4.2.1. Bomba de desplazamiento

Bomba de desplazamiento positivo recíproca. Las condiciones límite de operación son una presión de 6,000 psi y un gasto de 30 mL/min. Durante su funcionamiento se requiere de aire comprimido para operar neumáticamente las válvulas y aceite mineral (marcol) como fluido presurizante. Mediante el software asociado de control es posible establecer distintas modalidades de operación, siendo las principales la inyección/recepción a gasto constante y el mantenimiento de presión constante. En este trabajo se realizaron desplazamientos utilizando el primer modo de operación.

4.2.2. Cilindro porta muestras

Cilindro de acero inoxidable cuyo volumen interno se encuentra dividido por un pistón, el cual separa la muestra de interés y el aceite mineral (marcol) proveniente de la bomba. Tiene una capacidad para 500 mL de muestra y un límite de operación de 10,000 psi y 200 °C. Durante las pruebas, el pistón es desplazado por el aceite mineral desde la parte inferior del cilindro para inyectar la muestra hacia el medio poroso.

4.2.3. Medio poroso altamente conductivo

Se conforma de una celda de acero inoxidable con dimensiones definidas (tabla 7) dentro de la cual se colocaron 32 esferas de vidrio iguales para formar un empaque, cuyo arreglo permite que existan canales preferenciales de flujo, asemejándose así a un sistema heterogéneo y fracturado. La presión límite de operación es de 3,500 psi. En la evaluación del flujo bifásico se decidió colocar el

medio poroso en posición vertical y evitar así problemas de compactación de PPG durante las pruebas de desplazamiento. Es importante mencionar que el fluido es inyectado al medio poroso desde la parte inferior.

Tabla 4.6
Características del medio poroso altamente conductivo.

Característica	Valor
Longitud [cm]	26.00
Diámetro interno [cm]	3.00
Área transversal [cm ²]	7.07
Volumen interno [cm ³]	183.82
Volumen muerto [cm ³]	8.00
Diámetro de las esferas [cm]	1.60

4.2.4. Medidores de presión

Transductor de presión diferencial

Es un instrumento que convierte la presión de entrada en una señal eléctrica de salida dentro de un intervalo de 4 a 20 mA. El transductor seleccionado tiene un límite de medición de 125 psi. Su funcionamiento se basa en la deformación física de los medidores de tensión que se encuentran unidos al diafragma del transductor, generando un cambio en la resistencia eléctrica de manera proporcional a la presión. El transductor está conectado a la entrada y a la salida del medio poroso para registrar el diferencial de presión entre estos dos puntos.

Manómetro de presión

Es un instrumento conformado por un microprocesador y un pequeño transductor de presión. Su principio de funcionamiento consiste en convertir la presión de entrada en una señal eléctrica. El manómetro utilizado tiene un límite de operación de 5,000 psi, y se encuentra conectado a la entrada del medio poroso. Se decidió utilizar este sensor debido a que en algunos desplazamientos el diferencial de presión superó los 125 psi.

4.2.5. Almacenamiento de datos

Los parámetros medidos durante las pruebas de desplazamiento se almacenan dentro de una base de datos en un equipo de cómputo. Mediante el software *Quizix PumpWorks* de la bomba se registra la presión de inyección y el volumen de fluido inyectado. Con el software *Diferencial Validyne* se almacena el diferencial de presión medido por el transductor, así como su equivalente en corriente eléctrica. Por otro lado, con el software *Crystal Pressure XP2I* se registra la presión medida por el manómetro a la entrada del medio poroso.

4.3. Evaluación de la Relación de Hinchamiento en Equilibrio (ESR)

El objetivo principal de esta etapa es desarrollar una metodología para determinar la relación de hinchamiento del PPG y con base en ésta, evaluar el efecto de la salinidad del agua hidratante y del tamaño de partícula sobre el hinchamiento del polímero.

4.3.1. Desarrollo de una metodología para determinar la ESR

En el desarrollo de la metodología se hidrataron muestras de PPG con agua desionizada, manteniendo un exceso de ésta para asegurar que las partículas alcanzaran el máximo hinchamiento en equilibrio después de 24 horas en reposo. Al concluir este periodo las muestras se filtraron para retirar el agua libre, registrando la masa del PPG y el volumen de agua recuperado. Finalmente, con la información obtenida se aplicó la ecuación de relación de hinchamiento (ecuación 1) reportada en la literatura. Se realizaron un total de diez pruebas para poder garantizar la reproducibilidad de los resultados.

4.3.2. Evaluación del efecto de la salinidad del agua hidratante sobre la ESR

Durante la implementación en campo, el PPG es hidratado con agua de producción. Se ha reportado que el alto contenido de sales presentes en este fluido impacta sobre la capacidad de hinchamiento de las partículas de gel. Con la finalidad de evaluar el efecto de la salinidad, se aplicó la metodología previamente desarrollada para hacer dos pruebas de hinchamiento con cada tipo de agua (tabla 4) utilizando un tamaño de partícula de 106 μm . De acuerdo con lo reportado en la literatura, se espera que conforme se incremente la salinidad del agua hidratante el hinchamiento del PPG disminuya.

4.3.3. Evaluación del efecto del tamaño de partícula sobre la ESR

Antes de evaluar este parámetro, se requirió verificar que los tamaños de partícula correspondieran al arreglo de tamices seleccionados, para lo cual se propuso recolectar una muestra de partículas de cada tamiz (600 μm , 106 μm y 90 μm) y utilizar un microscopio electrónico para analizarla. De cada muestra se seleccionaron diez partículas al azar y con el software asociado al microscopio se trazó una circunferencia sobre cada una, abarcando la mayor área posible de las mismas y sin salir de su contorno. A partir de las características (perímetro y área) de estas circunferencias se obtuvo el diámetro promedio de partícula.

Posteriormente, se hidrataron dos muestras de cada tamaño de partícula (600 μm , 106 μm , 90 μm) con agua de mar sintética y se determinó su relación de hinchamiento siguiendo la metodología ya establecida.

4.4. Evaluación del flujo bifásico agua-aceite ante la presencia de PPG

En esta etapa se armó y caracterizó un medio poroso altamente conductivo con la finalidad de representar un sistema fracturado. Posteriormente, se saturó el medio poroso con PPG y se inyectaron fluidos para producir un flujo bifásico agua-aceite a través de éste, siendo el objetivo principal determinar las curvas de permeabilidad relativa y estudiar el mecanismo de recuperación que se produce ante la presencia de este polímero.

4.4.1. Caracterización del medio poroso altamente conductivo

Se armó un medio poroso altamente conductivo para representar la problemática de canalización de fluidos y evaluar el flujo a través de éste. El medio está formado por un empaque de 32 esferas de vidrio colocadas adentro de la celda de acero inoxidable, cuyo acomodo se muestra en la figura 6.

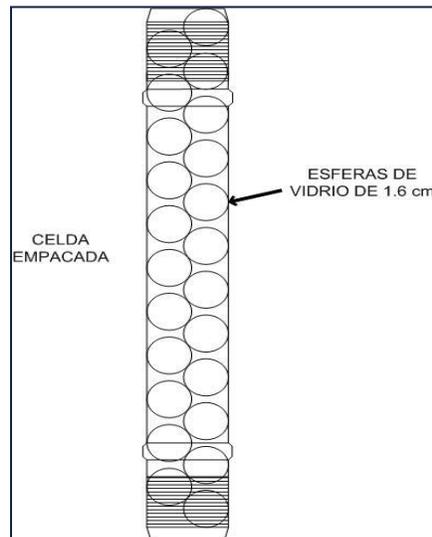


Figura 4.2 Empaque de esferas de vidrio.¹⁵

La caracterización consistió en medir la porosidad y permeabilidad absoluta mediante la inyección de agua desionizada. Primero se midió el volumen poroso inyectando agua a un gasto constante de 5 mL/min y posteriormente se determinó la porosidad aplicando la ecuación 4:

$$\phi = \frac{V_{poroso}}{V_{total}} \dots (4)$$

Donde ϕ es la porosidad, V_{poroso} el volumen poroso en cm^3 y V_{total} el volumen total del medio poroso en cm^3 .

La permeabilidad absoluta se midió inyectando agua desionizada a los gastos de 5 mL/min, 10 mL/min, 15 mL/min, 20 mL/min y 30 mL/min, siendo este último, el máximo gasto de operación de la bomba. Durante los desplazamientos se registró el diferencial de presión y se calculó la permeabilidad aplicando la ecuación de Darcy:

$$k = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \dots (5)$$

Donde k es la permeabilidad absoluta en Darcys, Q el gasto de inyección en cm^3/s , μ la viscosidad del fluido en cP, L la longitud del medio poroso en cm, A el área transversal del medio poroso en cm^2 y ΔP el diferencial de presión en atm.

4.4.2. Evaluación del flujo bifásico en el medio poroso altamente conductivo en presencia de PPG (Agua Desionizada y n-decano)

Se saturó el medio poroso con partículas de gel de 106 μm hidratadas con agua desionizada. El objetivo es evaluar el efecto de la presencia de PPG sobre la canalización de fluidos, así como también los fenómenos que ocurren en el sistema roca-fluidos.

De manera resumida, el medio poroso saturado de PPG se armó de acuerdo con los siguientes pasos:

1. Pegar una malla metálica y papel filtro sobre los orificios de entrada y salida de la celda, en ambas tapas (figuras 7 y 8).
2. Colocar los O-rings de las tapas (figuras 7 y 8).
3. Enroscar la tapa inferior de la celda.
4. Pesar 53 gramos de PPG hidratado.
5. Mezclar las esferas de vidrio y el PPG.
6. Introducir las 32 esferas y los 53 gramos de PPG a la celda para formar un empaque.
7. Enroscar la tapa superior de la celda.

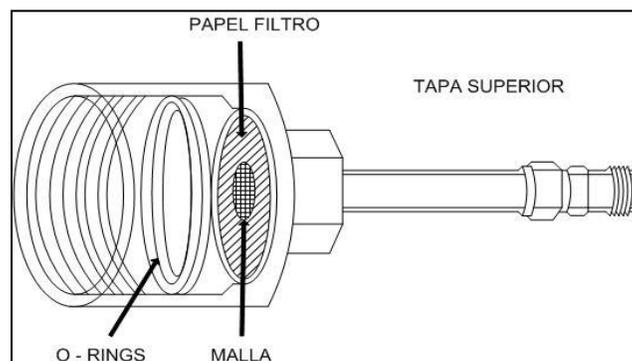


Figura 4.3 Tapa superior de la celda.¹⁵

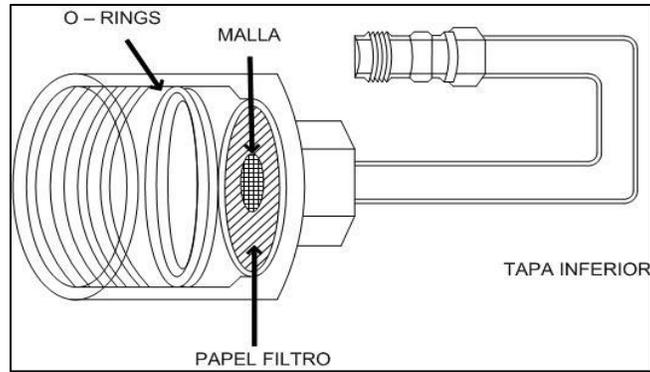


Figura 4.4 Tapa inferior de la celda.¹⁵

I. Caracterización del medio ante la presencia de PPG

El primer paso de la evaluación del flujo bifásico consiste en obtener una nueva caracterización del medio poroso, en donde se espera que ocurra una reducción de la porosidad y permeabilidad absoluta ante la presencia de PPG (figura 9), por lo cual se ha decidido nombrar a esta segunda propiedad como pseudo-permeabilidad absoluta.

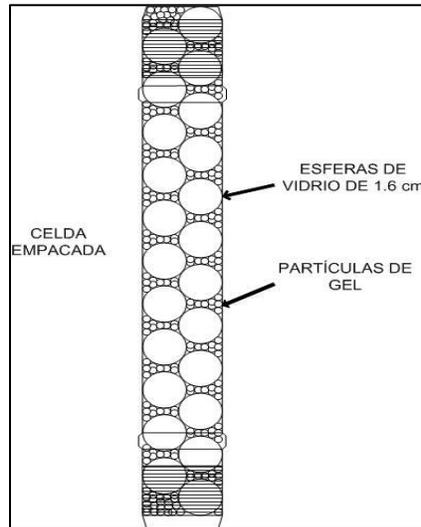


Figura 4.5 Medio poroso saturado de PPG.¹⁵

Por otro lado, se caracterizó el medio poroso utilizando aceite para evaluar la diferencia entre los resultados obtenidos con esta fase y el agua. En ambos casos (inyección de agua e inyección de aceite), se aplicó la siguiente serie de pasos:

Medición de porosidad.

1. Inyectar fluido (agua o aceite) a un gasto de 0.70 mL/min al sistema.
2. Registrar el volumen de fluido (agua o aceite) inyectado al momento exacto de recuperar la primera gota a la salida del sistema, siendo éste el correspondiente al volumen poroso.
3. Aplicar la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{V_{poroso}}{V_{total}} \dots (4)$$

Medición de pseudo-permeabilidad absoluta.

1. Desplazar fluido (agua o aceite) al primer gasto indicado en la tabla 8.
2. Esperar hasta que la presión de inyección estabilice.
3. Analizar los datos que correspondan a un diferencial de presión constante.
4. Calcular la pseudo-permeabilidad absoluta utilizando la ecuación de Darcy.
5. Repetir los pasos 1 a 4 utilizando los gastos de la tabla 8 en orden ascendente.
6. Registrar los resultados en el formato de la tabla 8.

Tabla 4.7

Formato para registrar los resultados de pseudo-permeabilidad absoluta.¹⁵

Q [mL/min]	DP Promedio [psi]	Pseudo K [mD]
0.07		
0.10		
0.70		
1.00		
2.00		

II. Inyección de n-decano a condiciones de S_{wirr}

Después de caracterizar y saturar el medio poroso al 100% con agua desionizada, se procedió a inyectar n-decano para simular el flujo bifásico y medir la saturación de agua irreductible. Con los datos obtenidos se determinó la permeabilidad efectiva al aceite, esperando que dicha fase fluya más fácilmente que el agua. La inyección se realizó con los siguientes pasos:

Determinación de S_{wirr} .

1. Cerciorarse de que el medio esté saturado al 100% con agua.
2. Desplazar aceite a un gasto de 0.70 mL/min.
3. Detener la inyección cuando únicamente se produzca aceite.
4. Recuperar los fluidos producidos.
5. Separar el volumen de agua y aceite recuperados.
6. Contabilizar el volumen de agua recuperado.
7. Calcular la saturación de agua irreductible aplicando la ecuación 5.

$$S_{wirr} = \frac{V_{wcelda}}{V_{poroso}} \dots (5)$$

Donde S_{wirr} es la saturación de agua irreductible, V_{wcelda} el volumen de agua en el medio poroso en cm^3 y V_{poroso} el volumen poroso en cm^3 .

Medición de permeabilidad efectiva al aceite.

1. Cerciorarse de que el medio se encuentre a condiciones de S_{wirr} .
2. Desplazar aceite al primer gasto indicado en la tabla 9.
3. Esperar hasta que la presión de inyección estabilice.
4. Analizar los datos que correspondan a un diferencial de presión constante.
5. Calcular la permeabilidad efectiva al aceite utilizando la ecuación de Darcy.
6. Repetir los pasos 1 a 4, utilizando los gastos de la tabla 9 en orden ascendente.
7. Registrar los resultados en el formato de la tabla 9.

Tabla 4.8
Formato para registrar los resultados de permeabilidad efectiva al aceite.¹⁵

Q [mL/min]	DP Promedio [psi]	K_o [mD]
0.07		
0.10		
0.70		
1.00		
2.00		

III. Inyección de agua desionizada a condiciones de S_{or}

Una vez determinada S_{wirr} , se inyectó agua desionizada con el objetivo de determinar la saturación de aceite residual y medir la permeabilidad efectiva a la fase acuosa. Este desplazamiento permite comparar la preferencia de flujo entre ambas fases. Los parámetros se calcularon con la siguiente secuencia de pasos:

Determinación de S_{or} .

1. Desplazar agua a un gasto de 0.70 mL/min.
2. Detener la inyección cuando únicamente se produzca agua.
3. Recuperar los fluidos producidos.
4. Separar el volumen de agua y aceite recuperados.
5. Contabilizar el volumen de aceite recuperado.
6. Calcular la saturación de aceite residual aplicando la ecuación 6.

$$S_{or} = \frac{V_{ocelda}}{V_{poroso}} \dots (6)$$

Donde S_{or} es la saturación de agua irreductible, V_{ocelda} el volumen de aceite en el medio poroso en cm^3 y V_{poroso} el volumen poroso en cm^3 .

Medición de permeabilidad efectiva al agua.

1. Cerciorarse de que el medio se encuentre a condiciones de S_{or} .
2. Desplazar agua al primer gasto indicado en la tabla 10.
3. Esperar hasta que la presión de inyección estabilice.
4. Analizar los datos que correspondan a un diferencial de presión constante.
5. Calcular la permeabilidad efectiva al agua utilizando la ecuación de Darcy.
6. Repetir los pasos 1 a 4, utilizando los gastos de la tabla 10 en orden ascendente.
7. Registrar los resultados en el formato de la tabla 10.

Tabla 4.9
Formato para registrar los resultados de permeabilidad efectiva al agua.¹⁵

Q [mL/min]	DP Promedio [psi]	K_w [mD]
0.07		
0.10		
0.70		
1.00		
2.00		

IV. Determinación de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite

Para concluir la evaluación del flujo bifásico e identificar el efecto del PPG en el sistema roca-fluidos, se propuso determinar las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite; sin embargo, ante la presencia de PPG no fue posible aplicar los métodos convencionales de laboratorio. En el Anexo A de este trabajo se plantea una nueva alternativa para calcular los “*End Points*” (condiciones de S_{wirr} y S_{or}) de las curvas de permeabilidad relativa. El comportamiento completo se obtuvo partiendo de la definición general de permeabilidad relativa y aplicando los exponentes de Corey con valores correspondientes a un medio fuertemente mojado por agua (Anexo C), ya que es el comportamiento esperado por efecto de las propiedades hidrófilas del PPG. Con base en esto, se espera estudiar el mecanismo de recuperación que hace de este polímero una tecnología de importancia en la industria petrolera.

4.4.3 Evaluación del flujo bifásico en el medio poroso altamente conductivo en presencia de PPG (Agua de la CAB sintética y Aceite del Campo Poza Rica)

En esta etapa, el medio poroso se saturó con partículas de gel hidratadas con agua de la CAB sintética (partículas fuertes). Las muestras utilizadas son representativas de yacimiento, ya que se trata de agua de formación y aceite del Campo Poza Rica. La evaluación del flujo bifásico se llevó a cabo siguiendo exactamente el mismo procedimiento que se aplicó con los fluidos anteriores, conformado por las etapas ya descritas:

- I. Caracterización del medio ante la presencia de PPG.
- II. Inyección de agua de la CAB sintética a condiciones de S_{wirr} .
- III. Inyección de aceite del Campo Poza Rica a condiciones de S_{or} .
- IV. Determinación de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1. Evaluación de la Relación de Hinchamiento en Equilibrio (ESR) del PPG

5.1.1. Metodología desarrollada para determinar la ESR

Con los resultados obtenidos se desarrolló una metodología reproducible que se incorporó a la base de datos de la USIP. A continuación, se presenta un resumen de la metodología obtenida:

Metodología para determinar la relación de hinchamiento en equilibrio del PPG.

1. Hidratar PPG.

- 1.1. Pesar 0.5 g de PPG seco.
- 1.2. Medir 20 mL de agua hidratante.
- 1.3. Verter el agua lentamente sobre el PPG.
- 1.4. Dejar hidratar durante 24 horas.

2. Filtrar PPG.

- 2.1. Armar el sistema de filtrado como se muestra en la figura 10.
- 2.2. Registrar la masa del PPG hidratado (antes de filtrar).
- 2.3. Colocar lentamente el PPG en el embudo Büchner.
- 2.4. Aplicar vacío durante una hora.
- 2.5. Registrar la masa del PPG filtrado.
- 2.6. Contabilizar el volumen de agua recuperado.
- 2.7. Repetir los pasos 2.1 a 2.6 tres veces.

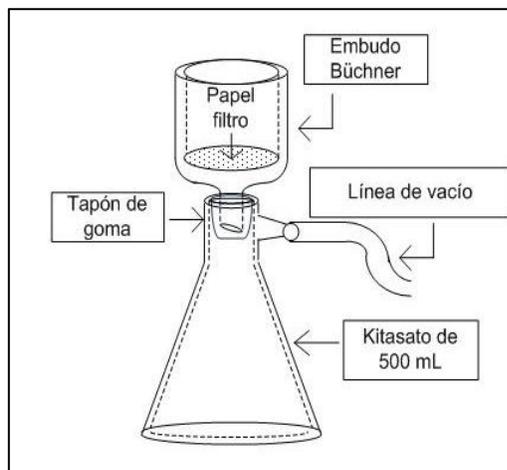


Figura 5.1 Sistema de filtrado para PPG.¹⁶

3. Calcular relación de hinchamiento.

3.1. Aplicar la ecuación de relación de hinchamiento, utilizando el valor de masa de PPG registrado después de las 3 horas de filtrado.

$$\text{Relación de hinchamiento} = \frac{m_{\text{ppg hidratado}} - m_{\text{ppg seco}}}{m_{\text{ppg seco}}} \dots (1)$$

Para validar la metodología se realizaron un total de diez pruebas con el mismo tamaño de partícula de PPG seco y tipo de agua hidratante. En la figura 11 se presenta el comportamiento de la relación de hinchamiento obtenido durante las tres horas de filtrado en cinco de las pruebas realizadas. Se observa que los resultados son reproducibles, lo que permite asegurar que la metodología establecida es válida.

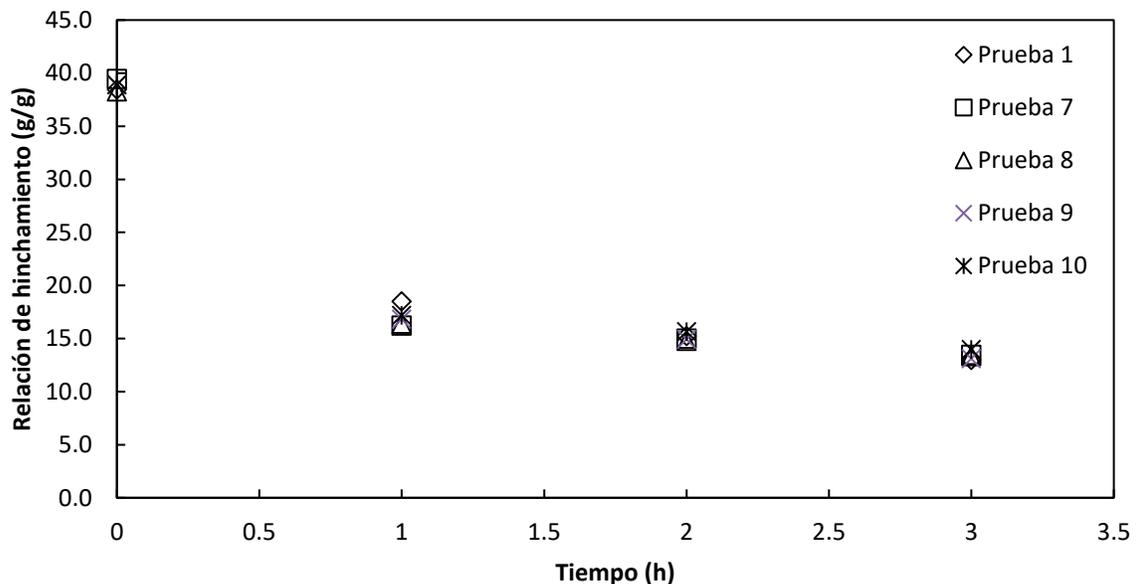


Figura 5.2 Comportamiento de la relación de hinchamiento del PPG durante el proceso de eliminación de agua libre.

Para desarrollar la metodología se optimizaron distintos parámetros considerando la información reportada en la literatura, además de la experiencia adquirida durante pruebas experimentales en laboratorio. A continuación, se presentan los parámetros considerados y una breve descripción de su optimización:

Tamaño de partícula de gel. Se seleccionó con base en lo reportado en la literatura, en donde los tamaños de partícula comúnmente utilizados son de unos cuantos micrómetros hasta centímetros. También se consideró que uno de los objetivos de la aplicación de PPG es bloquear los canales altamente conductivos (fracturas), los que normalmente tienen aperturas entre 10 y 200 micrómetros.

Masa del PPG. La cantidad de PPG utilizada permite monitorear visualmente el proceso de hinchamiento, además facilita el manejo de la muestra durante el filtrado. Se considera representativa debido a que la relación de hinchamiento no depende de la cantidad de partículas hidratadas.

Volumen de agua hidratante. El volumen utilizado se estableció a partir del análisis visual del proceso de hidratación del PPG, cerciorándose de que la cantidad de agua en la cual se encuentra inmerso le permita alcanzar su máximo hinchamiento en equilibrio. Para lograr lo anterior, se propuso mantener un exceso de agua como evidencia de que las partículas hinchadas se encuentran en equilibrio y no existe más absorción de la fase acuosa.

Sistema de filtrado. El sistema (figura 10) se utilizó para retirar el exceso de agua de la muestra de PPG hidratada. El arreglo propuesto facilita la recolección de las partículas de gel después de cada hora de filtrado y permite contabilizar el volumen de agua recuperado. En los resultados representativos (figura 11) se observa que durante la primera hora de filtrado se presenta el cambio más significativo en la relación de hinchamiento, ya que en este lapso se recuperó el mayor porcentaje de agua en exceso.

Tiempo de filtrado. Se definió a partir del comportamiento de la relación de hinchamiento con respecto al tiempo y el volumen de agua recuperado. Con base en los resultados, se observa que el tiempo establecido es suficiente para que la relación de hinchamiento se mantenga constante (figura 11) y no exista más recuperación de agua libre.

5.1.2. Efecto de la salinidad del agua hidratante sobre la ESR

Aplicando la metodología previamente desarrollada se determinó la relación de hinchamiento del PPG para un tamaño de partícula de 106 μm utilizando 1) agua desionizada, 2) agua de mar sintética y 3) agua de la CAB sintética como fluidos hidratantes (tabla 4). Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 11.

Tabla 5.1
Efecto de la salinidad del agua hidratante sobre la relación de hinchamiento.

Fluido	ID	Salinidad [PPT]	ESR promedio [g/g]
Agua desionizada	Q473-I	0.00	13.39
Agua de la CAB	M222-19	30.78	3.51
Agua de mar	M174-J-10	33.50	4.74

Los resultados obtenidos indican que el incremento de la salinidad del agua hidratante ocasiona una disminución de la relación de hinchamiento del PPG (tabla 11).

En primera instancia, la ausencia de sales en el agua desionizada permite obtener la máxima relación de hinchamiento en función de la salinidad, sin considerar la influencia de cualquier otro parámetro externo. Como ya se ha mencionado, la ausencia de iones favorece a las fuerzas eléctricas repulsivas presentes entre las moléculas de PPG, lo que facilita el flujo de agua hacia la estructura interna de las partículas de gel y por lo tanto se produce un mayor hinchamiento. Además, las propiedades mecánicas de las partículas hidratadas con agua de baja o nula salinidad, como lo es el agua desionizada, son características de un medio altamente deformable (partículas débiles).

Por otro lado, al considerar que el agua de mar es la de mayor salinidad se esperaría que la relación de hinchamiento obtenida con dicho fluido sea la de menor magnitud, sin embargo, el valor obtenido es superior al determinado con agua de la CAB sintética. Lo anterior es indicativo de que esta propiedad depende principalmente de la dureza y contenido de iones calcio en el agua hidratante (tabla 4). La disminución de la relación de hinchamiento ante los fluidos salinos se atribuye a la presencia de iones metálicos, los cuales producen un entrecruzamiento iónico y por lo tanto un menor incremento en el volumen de las partículas de gel al ser hidratadas. Ante estas condiciones de salinidad y dureza las partículas resultantes son menos deformables (partículas fuertes).

5.1.3. Efecto del tamaño de partícula sobre la ESR

La figura 12 corresponde a una imagen obtenida con el microscopio electrónico, en la cual se observan las circunferencias trazadas sobre las partículas de gel, así como sus respectivos datos medidos con el software asociado al equipo.



Figura 5.3 Circunferencias trazadas sobre de las partículas de gel secas.

En la tabla 12 se presentan los resultados de área, perímetro y diámetro promedio de las partículas de gel correspondientes a cada tamiz utilizado.

Tabla 5.2
Tamaño promedio de las partículas de gel secas.

Malla	Tamaño de la malla [μm]	Partículas de referencia	Área promedio [mm ²]	Perímetro promedio [μm]	Diámetro promedio [μm]
30	600	10	0.3691	2143.26	682.22
140	106	10	0.0490	760.62	242.14
170	90	10	0.0087	330.80	105.30

En la tabla 13 se muestra la relación de hinchamiento calculada para partículas de tamaño igual a 600 μm, 106 μm, 90 μm y 75 μm hidratadas con agua de mar sintética.

Tabla 5.3
Efecto del tamaño de partícula sobre la relación de hinchamiento.

Tamaño de partícula [μm]	Relación de hinchamiento [g/g]
600	4.203
106	5.165
90	5.057
75	6.003

Las partículas de gel son heterogéneas, de diámetro variable y con bordes angulosos, normalmente tienen una forma alargada que se asemeja a una elipse (figura 12). Durante el proceso de tamizado las partículas pasan a través de la malla cuando tienen una orientación vertical, lo que corresponde a su diámetro menor.

En la figura 16 se observa que las circunferencias trazadas abarcan la mayor área posible de las partículas. Los datos promedio medidos (tabla 12) se encuentran dentro de los valores esperados para cada uno de los tamices, lo que permite asegurar que los tamaños de partícula utilizados en todas las pruebas son los adecuados. La mayor dispersión de valores medidos se encuentra entre las mallas 30 y 140, ya que se tiene una diferencia de tamaño cercana a los 500 μm entre ambas mallas.

De acuerdo con los resultados de la tabla 13 se puede concluir que, a menor tamaño de partícula de gel, el volumen de agua absorbido es mayor. El cambio más notable se presenta al comparar la relación de hinchamiento entre las partículas de 600 μm y 75 μm , en donde se tiene una diferencia de 1.80 (g/g).

5.2. Flujo bifásico agua-aceite ante la presencia de PPG

5.2.1. Caracterización del medio poroso altamente conductivo

En la primera etapa se determinó el volumen poroso y la porosidad del medio mediante la inyección de agua desionizada a un gasto constante de 5 mL/min. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 14.

Tabla 5.4
Volumen poroso y porosidad del medio altamente conductivo.

Volumen total [cm ³]	Volumen poroso [cm ³]	Porosidad [%]
183.77	114.56	62.32

Posteriormente, con el objetivo de determinar la permeabilidad absoluta se midió el diferencial de presión entre la entrada y la salida del medio utilizando los gastos de 5 mL/min, 10 mL/min, 15 mL/min, 20 mL/min y 30 mL/min. El comportamiento del diferencial de presión en función del gasto se muestra en la figura 13.

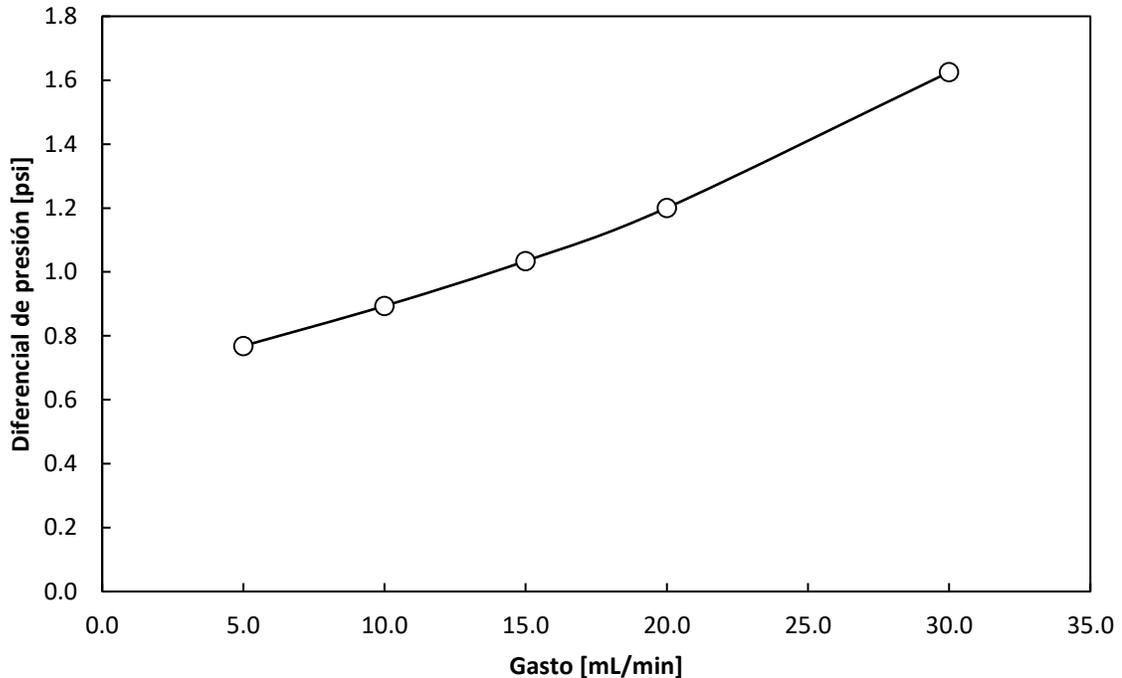


Figura 5.4 Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua desionizada para medir pseudo-permeabilidad absoluta.

El valor de porosidad determinado (tabla 14) es considerablemente alto, atribuyéndose al hecho de que el contacto entre las esferas que forman el empaque es mínimo debido a su tamaño, dejando espacios vacíos considerables a lo largo de todo el medio poroso.

La Ley de Darcy indica que el gasto de inyección y el diferencial de presión son directamente proporcionales; sin embargo, en la figura 13 se observa que no existe proporcionalidad durante el experimento realizado, ya que la conductividad hidráulica del medio poroso favorece que el agua inyectada fluya a través de los canales altamente conductivos y, por lo tanto, al incrementar el gasto se produce un diferencial de presión menor al rango de medición del sensor de presión, el cual no puede ser registrado con exactitud. Por otro lado, a gastos de inyección superiores a 20 mL/min comienza a cumplirse la proporcionalidad descrita en la ecuación de Darcy; sin embargo, como ya se mencionó, el gasto límite de operación de la bomba es de 30 mL/min. La permeabilidad absoluta determinada a este gasto es de $16,405.52 \text{ mD}$ y se considera como correcta, ya que presenta el comportamiento más estable y no fue posible realizar evaluaciones a gastos superiores, siendo el valor de referencia utilizado en este trabajo.

Los valores de porosidad y permeabilidad determinados aseguran la existencia de un canal altamente conductivo a lo largo del medio poroso.

5.2.2. Flujo bifásico en el medio poroso altamente conductivo en presencia de PPG (Agua Desionizada y n-decano)

Después de la caracterización inicial se procedió a utilizar partículas de gel de 106 μm hidratadas con agua desionizada (partículas débiles) como agentes de bloqueo al flujo de la fase acuosa. El hinchamiento de las partículas utilizadas fue de 17.21 g/g.

I. Caracterización del medio poroso saturado con PPG

Inyección de agua desionizada

La primera etapa de la caracterización del medio poroso saturado con PPG consistió en determinar los nuevos valores de volumen poroso y porosidad inyectando agua desionizada a un gasto constante de 0.7 mL/min. Los resultados se presentan en la tabla 15.

Tabla 5.5
Porosidad del medio saturado con PPG (medida con agua desionizada).

Volumen total [cm ³]	Volumen poroso [cm ³]	Porosidad [%]
183.77	55.77	30.35

Posteriormente, se realizaron desplazamientos a diferentes gastos para determinar la pseudo-permeabilidad absoluta. En la figura 14 se muestra el comportamiento de la presión de inyección del agua desionizada a 2 mL/min, 1 mL/min, 0.7 mL/min, 0.1 mL/min y 0.07 mL/min.

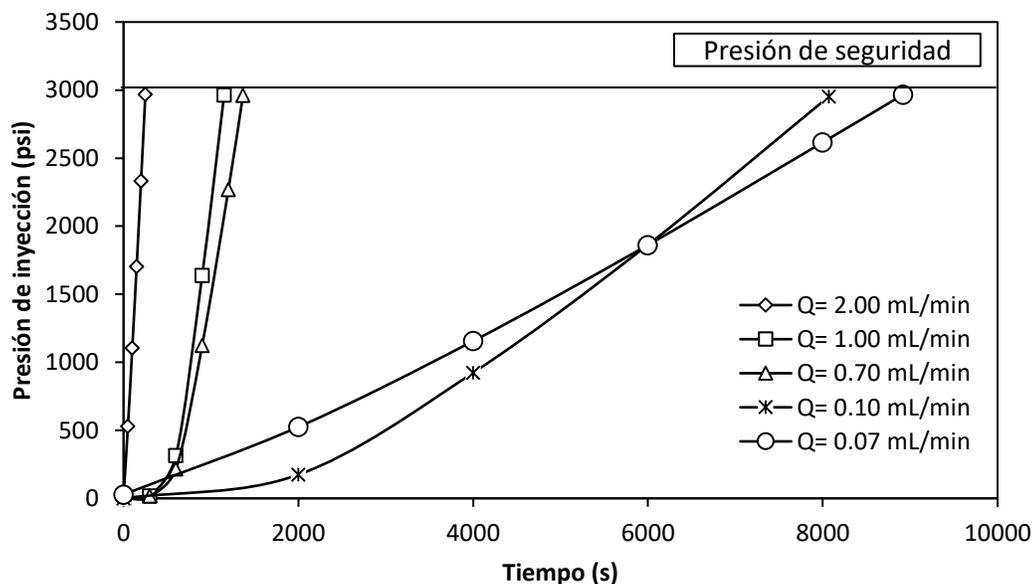


Figura 5.5 Presión de inyección registrada durante el desplazamiento de agua desionizada para medir pseudo-permeabilidad absoluta.

De acuerdo con los resultados de la tabla 15 la porosidad se redujo aproximadamente un 50% con respecto al valor inicial. Esto debido a que las partículas de gel ocupan los espacios previamente vacíos reduciendo el volumen disponible para los fluidos. Es importante mencionar que en la medición del volumen poroso no se presentaron problemas de inyektividad, sin embargo, en los desplazamientos realizados posteriormente, la presión de inyección incrementó hasta alcanzar el límite de seguridad (3,000 psi), de tal manera que no se registró un diferencial de presión estable y no fue posible determinar la pseudo-permeabilidad absoluta. El comportamiento observado se atribuye a la alta afinidad de las partículas de gel hacia la fase acuosa que, ante la ausencia de sales, permiten que un mayor volumen de agua sea retenido en su estructura.

Inyección de n-decano

Debido a que la medición del volumen poroso se puede ver afectada por la interacción entre el agua y el PPG, se decidió reempacar nuevamente la celda con las 32 esferas de vidrio y 53 gramos de PPG hidratado (ESR = 17.21 g/g), resultando en las mismas condiciones iniciales que la prueba anterior. Primero, se inyectó n-decano a un gasto de 0.7 mL/min hasta saturar el medio al 100% para determinar el volumen poroso y la porosidad. Los resultados se muestran en la tabla 16.

Tabla 5.6
Porosidad del medio saturado con PPG (medida con n-decano).

Volumen total [cm³]	Volumen poroso [cm³]	Porosidad [%]
183.77	35.00	19.04

Posteriormente, se continuó inyectando n-decano a 2 mL/min, 1 mL/min, 0.7 mL/min, 0.1 mL/min y 0.07 mL/min. El comportamiento del diferencial de presión registrado se muestra en la figura 15.

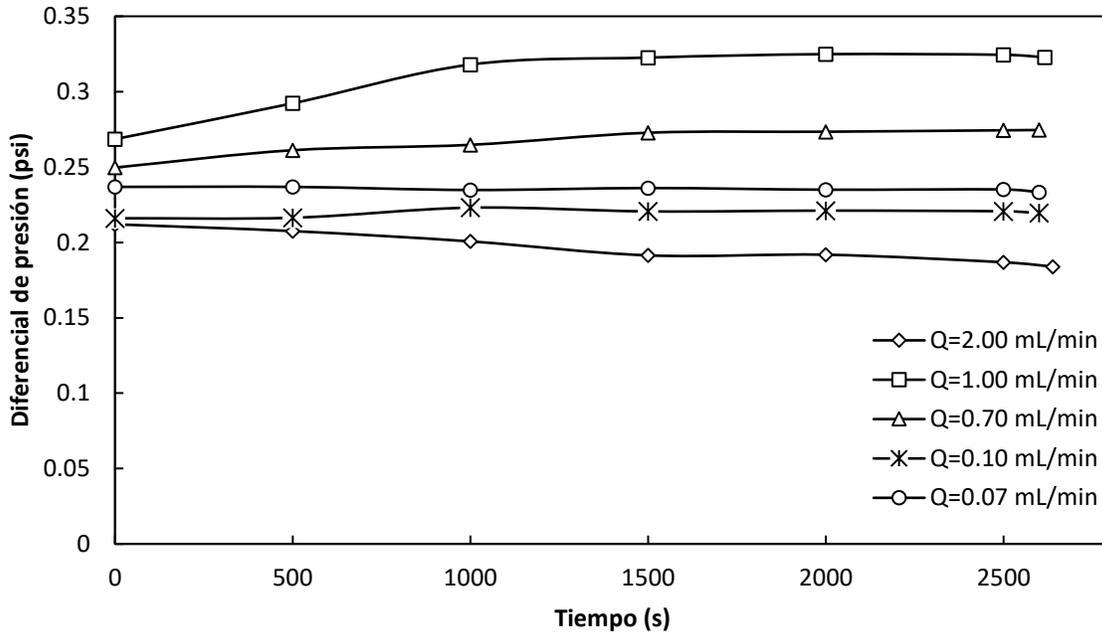


Figura 5.6 Diferencial de presión registrado durante la inyección de n-decano para medir pseudo-permeabilidad absoluta.

Tomando los datos medidos se aplicó la ecuación de Darcy para determinar la pseudo-permeabilidad absoluta. En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos a los gastos previamente mencionados.

Tabla 5.7

Pseudo-permeabilidad absoluta del medio poroso saturado con PPG (medida con n-decano).

Gasto [mL/min]	DP promedio [psi]	Pseudo K [mD]
2.00	0.197	8965.16
1.00	0.311	2838.19
0.70	0.267	2313.13
0.10	0.220	401.22
0.07	0.236	262.01

De acuerdo con los resultados mostrados en la tabla 16 la porosidad se redujo en un 30.51% con respecto al valor inicial. El volumen poroso determinado con n-decano es menor al obtenido con agua desionizada, siendo evidencia de que, ante sus propiedades hidrófilas, las partículas de gel absorbieron parte del agua inyectada sobreestimando la porosidad. Debido a esto, el volumen poroso determinado con n-decano es considerado como el valor de referencia adecuado para las siguientes etapas de este trabajo.

Anteriormente, se observó que durante el desplazamiento de agua desionizada la presión de inyección alcanzó el límite de seguridad (3,000 psi), sin embargo, en la prueba actual, el diferencial de presión registrado (figura 15) es hasta 8,500 veces menor debido a que no existe afinidad entre la fase oleosa y el PPG. Además, el medio poroso se encuentra saturado únicamente por n-decano, lo que elimina la restricción adicional al flujo que podría ocasionar la presencia de agua.

Con el diferencial de presión registrado se determinó la pseudo-permeabilidad absoluta del medio, la cual incrementa significativamente conforme aumenta el gasto de inyección (tabla 17). Las partículas de gel colocadas son débiles y fácilmente deformables, por lo cual la presión ejercida por el n-decano es suficiente para deformarlas y pasar a través del medio. Lo anterior se refleja ante los incrementos de gasto, por ejemplo, durante la inyección a un gasto de 0.07 mL/min la pseudo permeabilidad absoluta es igual a 262.01 mD, ya que el n-decano está deformando ligeramente a las partículas de gel, sin embargo, al incrementar el gasto a 2 mL/min, la pseudo permeabilidad aumenta a un valor de 8,965.16 mD, siendo un indicativo de que el aumento en la presión ejercida por el n-decano deforma en mayor grado al PPG, permitiendo que aumente el volumen de la fase oleosa que pasa a través de las partículas y por lo tanto, a través del medio.

II. Inyección de n-decano a condiciones de S_{wirr}

Partiendo de una saturación de agua desionizada del 100%, se inyectó n-decano a un gasto constante de 0.7 mL/min, esto con el objetivo de representar el flujo bifásico a través del medio poroso y alcanzar la saturación de agua irreductible. El comportamiento del diferencial de presión registrado se presenta en la figura 16.

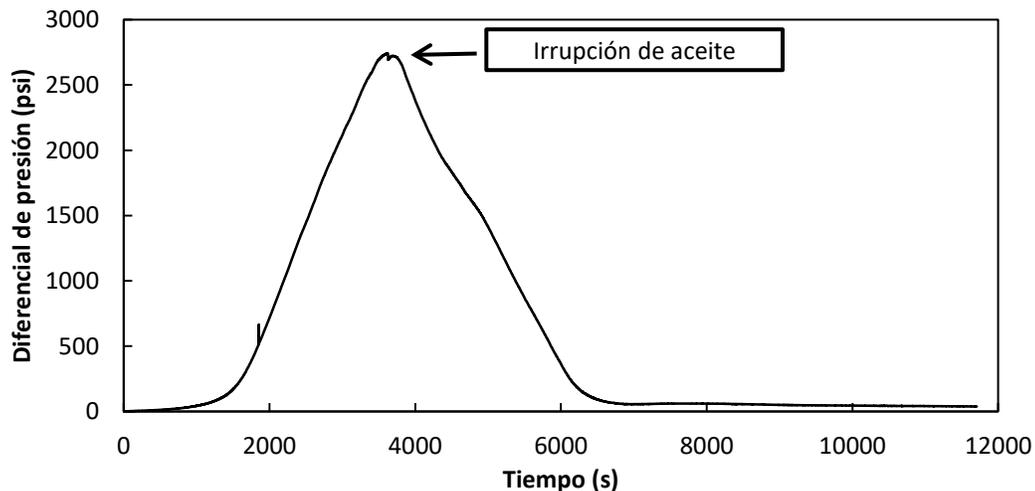


Figura 5.7 Diferencial de presión registrado durante la inyección de n-decano hasta alcanzar condiciones de S_{wirr} .

La inyección de aceite se mantuvo hasta que se dejó de producir agua del sistema. La saturación de agua irreductible determinada se presenta en la tabla 18.

Tabla 5.8
Saturación de agua irreductible (S_{wirr}) del medio poroso saturado con PPG.

Volumen poroso [cm ³]	Volumen de aceite @ S_{wirr} [cm ³]	Volumen de agua @ S_{wirr} [cm ³]	S_{wirr} [%]
35.00	15.50	19.50	55.70

Posteriormente, se continuó con la inyección de n-decano a los gastos de 2 mL/min, 1 mL/min, 0.70 mL/min, 0.10 mL/min y 0.07 mL/min. El comportamiento del diferencial de presión registrado para cada gasto se muestra en la figura 17.

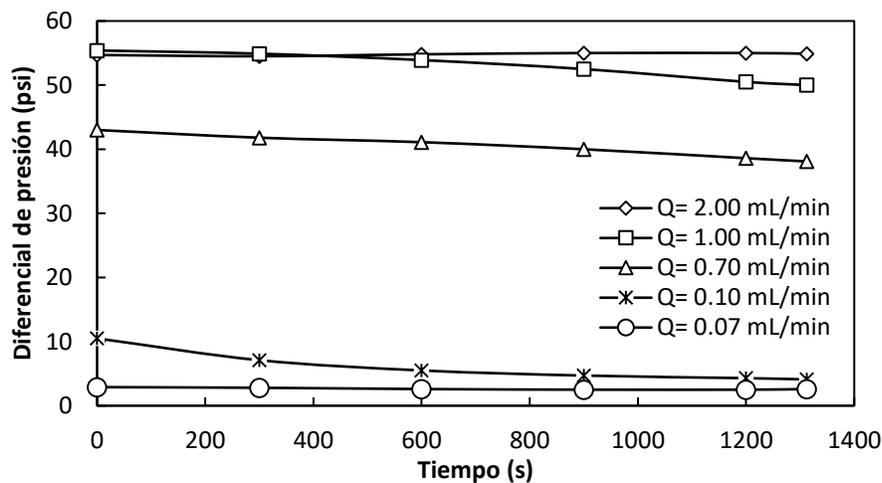


Figura 5.8 Diferencial de presión registrado durante la inyección de n-decano a condiciones de S_{wirr} .

Para concluir esta prueba se calculó la permeabilidad efectiva al aceite a cada gasto de inyección aplicando la ecuación de Darcy y las consideraciones descritas en el Anexo A. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 19.

Tabla 5.9
Permeabilidades efectivas al n-decano a condiciones de S_{wirr} .

Gasto [mL/min]	DP promedio [psi]	K_o [mD]
2.00	55.214	32.099
1.00	50.487	16.70
0.70	40.834	15.32
0.10	4.242	16.88
0.07	2.516	23.85

Durante el flujo bifásico se registró un incremento del diferencial de presión hasta alcanzar un máximo de 2,742 psi al momento de la irrupción de n-decano a la salida del medio poroso, de tal manera que cuando únicamente existe producción de n-decano, el diferencial de presión tiene un valor estable y de baja magnitud (figura 16). El hecho de comenzar el desplazamiento a una saturación de agua del 100%, hace que inicialmente se requiera de una mayor presión de inyección para que el aceite comience a expulsar a la fase acuosa que está siendo retenida por el PPG. Como ya se ha mencionado, el flujo de la fase oleosa es interpartícula, por lo que la irrupción del aceite es un indicativo de que dicha fase ha comenzado a fluir entre las partículas a lo largo de todo el medio poroso, disminuyendo la presión de inyección.

La saturación de agua irreductible es superior al 50% (tabla 18). El volumen de agua atrapado en el medio poroso a estas condiciones es considerado alto y se asocia a las propiedades hidrófilas de las partículas de gel.

En la serie de desplazamientos realizados se obtuvo un diferencial de presión estable e inferior a los 60 psi (figura 17), sin embargo, debido a la deformabilidad de las partículas de gel no existe proporcionalidad entre los valores medidos y el gasto de inyección. Por otro lado, la permeabilidad efectiva al n-decano no es constante ya que, al modificar el gasto de inyección, el grado de deformación de las partículas de gel será mayor o menor.

III. Inyección de agua desionizada a condiciones de S_{or} .

Una vez determinada la saturación de agua irreductible, se procedió a inyectar agua desionizada a un gasto constante de 0.7 mL/min para alcanzar la saturación de aceite residual. El diferencial de presión registrado se muestra en la figura 18.

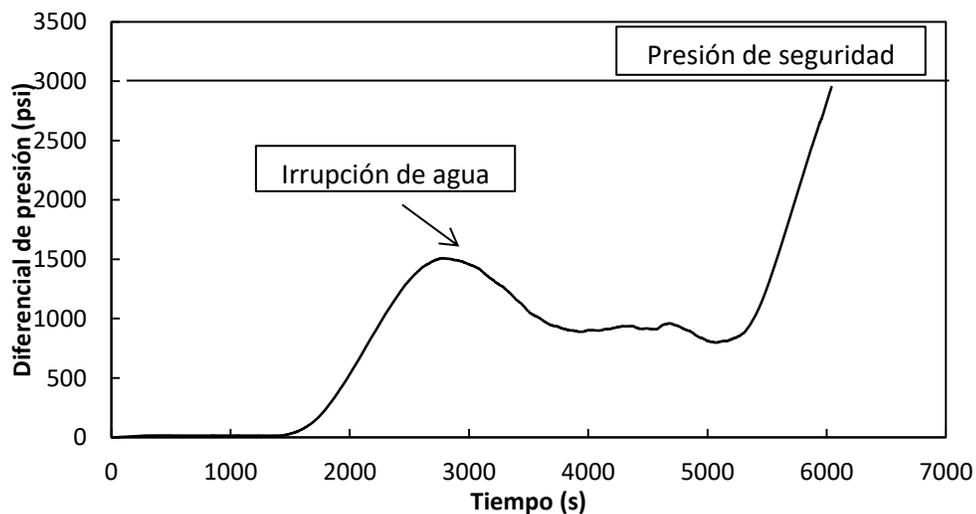


Figura 5.9 Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua desionizada hasta alcanzar condiciones de S_{or} .

La inyección de agua desionizada a 0.7 mL/min continuó hasta que únicamente existía producción de agua. La saturación de aceite residual determinada se presenta en la tabla 20.

Tabla 5.10
Saturación de aceite residual (S_{or}) del medio poroso saturado con PPG.

Volumen poroso [cm ³]	Volumen de aceite @ S_{or} [cm ³]	Volumen de agua @ S_{or} [cm ³]	S_{or} [%]
35.00	10.00	25.00	28.60

Posteriormente, se inyectó agua desionizada a los gastos de 2 mL/min, 1 mL/min, 0.7 mL/min, 0.1 mL/min y 0.07 mL/min. El comportamiento del diferencial de presión medido se muestra en la figura 19.

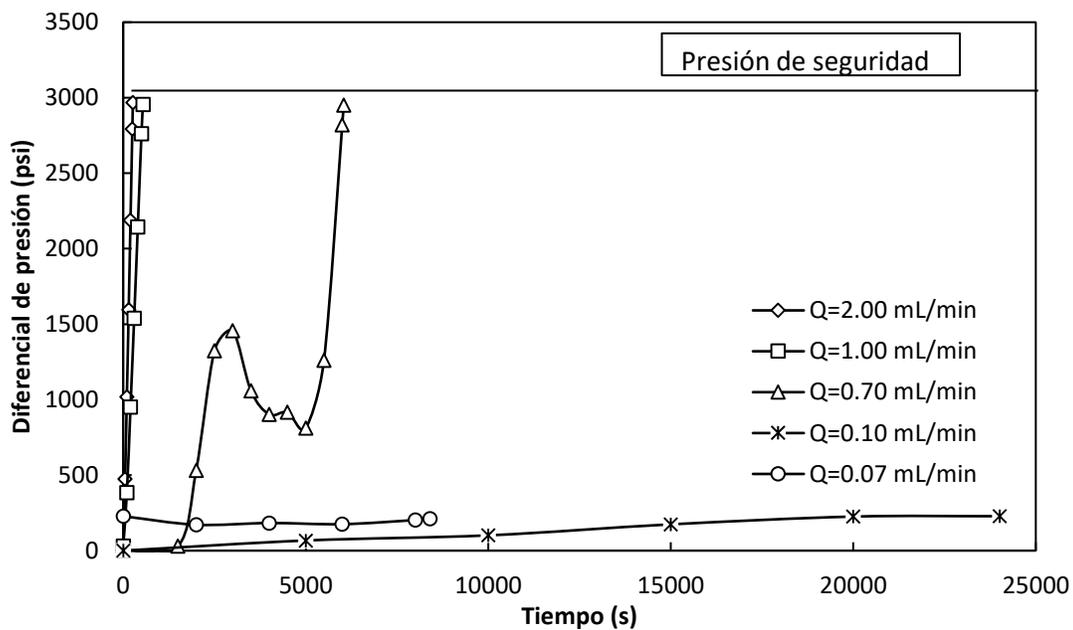


Figura 5.10 Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua desionizada a condiciones de S_{or} .

Como parte final de esta prueba se determinó la permeabilidad efectiva al agua a los gastos de 0.1 mL/min y 0.07 mL/min, dado que son los únicos que presentan estabilidad, ya que a los gastos restantes se alcanzó la presión de seguridad (3,000 psi). Los resultados se muestran en la tabla 21.

Tabla 5.11
Permeabilidad efectiva al agua desionizada a condiciones de S_{or} .

Gasto [mL/min]	DP promedio [psi]	K_w [mD]
2.00	No estabiliza	~~~~~
1.00	No estabiliza	~~~~~
0.70	No estabiliza	~~~~~
0.10	232.709	0.41
0.07	181.338	0.35

Durante la inyección de agua desionizada para alcanzar condiciones de S_{or} se presentó un máximo de diferencial de presión de 1509.50 psi al momento de la irrupción de dicha fase. A partir de este punto, disminuyó y se mantuvo relativamente constante en un valor cercano a los 800 psi (figura 18), sin embargo, después de un corto periodo ocurrió un nuevo incremento hasta alcanzar el límite de seguridad (3,000 psi). En este desplazamiento el diferencial de presión máximo es menor al obtenido durante la inyección de aceite para alcanzar condiciones de S_{wirr} , lo que se asocia al hecho de que las propiedades hidrófilas del PPG permiten que el agua inyectada desplace fácilmente a la fase oleosa y comience a resaturar al medio poroso. El subsecuente aumento en la presión de inyección es resultado de la fuerte retención del agua por parte del PPG, siendo evidencia de que esta fase no deforma las partículas de gel de la misma manera que lo hace el aceite.

La saturación de aceite residual es cercana al 30%, dado que las fuerzas capilares que se originan ante la presencia de PPG dejan entrampado un volumen considerable de aceite dentro del medio poroso.

Por otro lado, durante la inyección de agua desionizada a los gastos de 2 mL/min, 1 mL/min y 0.7 mL/min la presión de inyección alcanzó el límite de seguridad (3,000 psi), en cambio, a los gastos de 0.1 mL/min y 0.07 mL/min se registró un diferencial de presión estable e inferior a 250 psi (figura 19), siendo evidencia de que al inyectar la fase acuosa se deben utilizar gastos bajos para evitar presurizar el sistema.

Finalmente, a diferencia de la inyección de n-decano, únicamente fue posible determinar las permeabilidades efectivas al agua a los gastos de 0.1 mL/min y 0.07 mL/min, en donde se calcularon valores similares y menores a 1 mD para ambos gastos (tabla 21). Se observa que la permeabilidad efectiva al agua es considerablemente menor a la permeabilidad efectiva al n-decano, lo que es una primera evidencia del cambio desproporcionado de permeabilidad.

IV. Curvas de permeabilidad relativa al agua desionizada y n-decano

Con base en la propuesta del Anexo A se determinaron los “*End Points*” (condiciones de S_{wirr} y de S_{or}) de las curvas de permeabilidad relativa al aceite y al agua para los gastos de 2 mL/min, 1 mL/min, 0.7 mL/min, 0.1 mL/min y 0.07 mL/min. En este cálculo se tomó como referencia la pseudo-permeabilidad absoluta medida con n-decano, ya que se busca conocer el comportamiento del flujo bifásico durante la presencia de PPG (tabla 22).

Tabla 5.12

“*End Points*” de las curvas de permeabilidad relativa al agua desionizada y n-decano.

Gasto [mL/min]	K _r a partir de pseudo K	
	K _{ro} @ S _{wirr}	K _{rw} @ S _{or}
2.00	0.00358	ND
1.00	0.00588	ND
0.70	0.00662	ND
0.10	0.04206	0.00103
0.07	0.09102	0.00134

El comportamiento completo de las curvas de permeabilidad relativa (figura 20b) se obtuvo utilizando los exponentes de Corey (Anexo C) característicos de un medio fuertemente mojado por agua ($n_w = 8$, $n_o = 2$), pues se espera obtener dicho comportamiento como resultado de las propiedades hidrófilas del PPG.

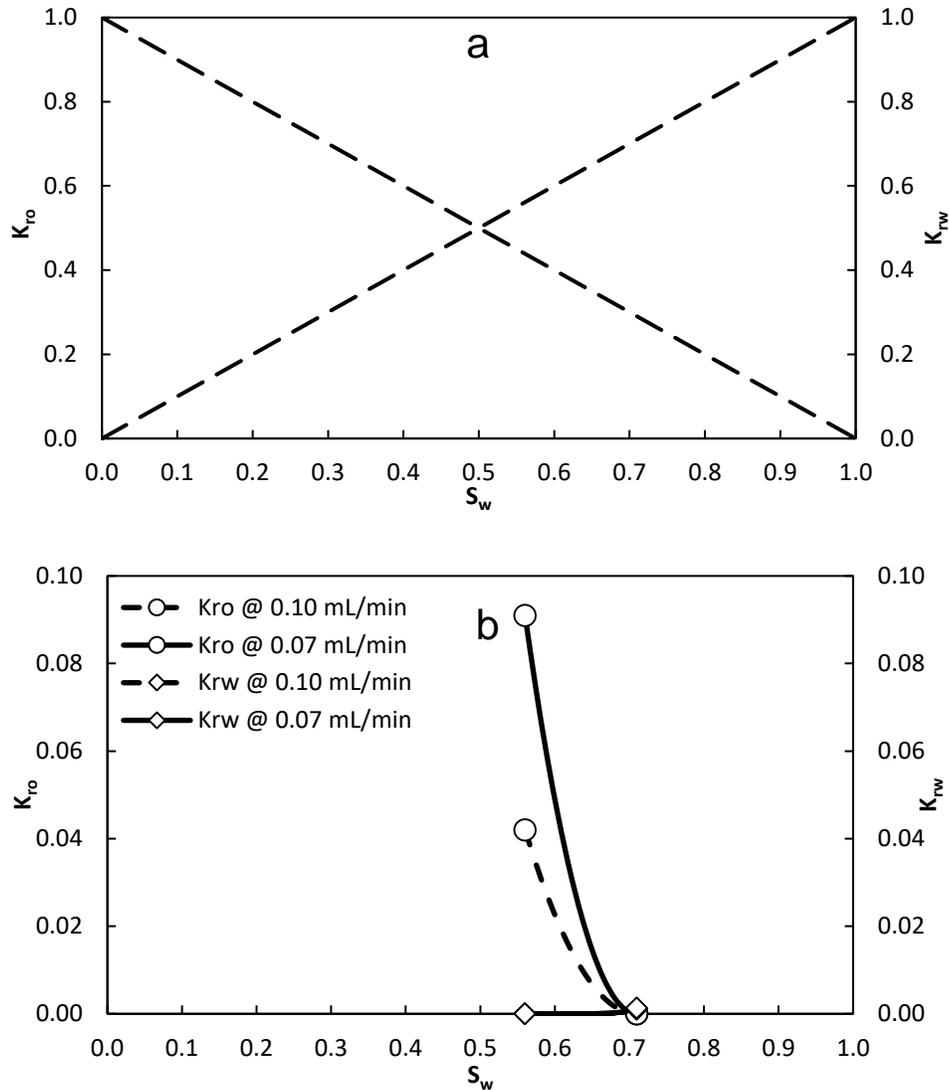


Figura 5.11 Curvas de permeabilidad relativa al agua desionizada y n-decano. a) Antes del PPG; b) Después del PPG.

La caracterización inicial del medio poroso indica que existe una alta conductividad hidráulica ($\phi > 60\%$ y $K > 15,000$ mD), por lo que se considera como la representación de un medio fracturado con los problemas que normalmente se asocian a este tipo de sistemas, principalmente la canalización de fluidos y la baja eficiencia de barrido. Como se ha presentado hasta ahora, para afrontar esta problemática se propone la implementación de PPG, el cual es inyectado en suspensión a las fracturas. En este trabajo las partículas de gel se colocaron directamente en los canales conductivos del medio poroso, ya que el objetivo principal es evaluar el efecto del polímero después de ser colocado en el “sistema roca-fluidos”.

Ante la presencia de PPG, lo primero que se observó fue una reducción muy significativa de los valores iniciales de porosidad y permeabilidad absoluta, la cual se logra reducir hasta en un 99.96% (medida con n-decano), siendo indicativo de que la canalización de la fase acuosa disminuye casi en su totalidad. Posteriormente, durante la evaluación del flujo bifásico agua-aceite se concluye que 1) las propiedades hidrófilas del PPG ocasionan una fuerte retención de la fase acuosa a través del medio poroso (valor de $S_{wirr} > 50\%$) permitiendo que la fase oleosa fluya fácilmente a lo largo del sistema ($k_o > k_w$) para todos los gastos utilizados) y 2) la deformabilidad del PPG ocasiona que la permeabilidad se encuentre en función del gasto de inyección. Esto ocurre principalmente para la fase oleosa, ya que, al no existir afinidad entre ésta y el polímero, deforma las partículas de gel para pasar entre las mismas (flujo interpartícula) e irrumpir a la salida del medio poroso.

Al realizar un análisis conjunto de los resultados obtenidos hasta ahora, se observa que el flujo preferente de la fase oleosa es resultado de un cambio desproporcionado de permeabilidad, en donde, a pesar de la reducción significativa de la permeabilidad absoluta inicial del sistema, la permeabilidad efectiva al aceite se mantiene superior a la del agua. Es importante recordar que distintos autores han propuesto ciertas relaciones o parámetros que permiten evaluar dicho cambio, sin embargo, en este trabajo se planteó el objetivo de realizar una evaluación mediante la determinación de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.

A partir de la información obtenida de la serie de desplazamientos, se propuso aplicar el método de Jones & Rosell para determinar las curvas de permeabilidad relativa, sin embargo, ante el comportamiento de los diferenciales de presión registrados durante el flujo bifásico, no fue posible aplicar dicho método, por lo cual se planteó una solución que consiste en determinar primero los “*End Points*” (Anexo A), seguido del análisis de los resultados mediante las reglas de Craig (Anexo B) para finalmente obtener el comportamiento completo de las curvas de permeabilidad relativa aplicando los exponentes de Corey (Anexo C).

Siguiendo la secuencia mencionada, primero se determinaron los “*End Points*” de las curvas de permeabilidad relativa cuyos valores obtenidos son de muy baja magnitud (menores a 0.10). Esto es resultado de la diferencia que hay entre las permeabilidades efectivas de los fluidos y la pseudo-permeabilidad absoluta considerada ($k_r = k_f/k$, en donde $k \gg k_f$). Es importante mencionar que los valores de permeabilidad efectiva del agua y del aceite son cercanos a valores reportados en laboratorio para taponos de roca mojados por agua, asegurando así que, aunque la permeabilidad absoluta se reduce en gran medida, no existe un bloqueo

total y los fluidos pueden seguir desplazándose a través del medio poroso con una preferencia al flujo de la fase oleosa como resultado de la presencia de PPG.

Posteriormente, al analizar estos resultados mediante las reglas de evaluación cualitativa de mojabilidad propuestas por Craig (Anexo B), se determinó que se tienen características de un medio fuertemente mojado por agua, dado que 1) la saturación de agua irreductible es mayor al 25% y 2) la permeabilidad relativa al agua en el “End Point” (condiciones de S_{or}) es menor a 0.3. Esta condición de mojabilidad se atribuye a las propiedades hidrófilas del PPG, que al encontrarse saturando todo el medio poroso, modifica el equilibrio inicial del “sistema roca-fluidos” para retener en mayor medida a la fase acuosa.

Finalmente, se obtuvo el comportamiento completo de las curvas de permeabilidad relativa aplicando los exponentes de Corey (Anexo C) característicos de un medio mojado por agua, ya que, como se ha demostrado, las propiedades del PPG ocasionan que el medio se asemeje a dicha condición de mojabilidad. Al analizar el gráfico resultante, se observa que la intersección de ambas curvas ocurre a una saturación de agua superior al 50%, cumpliendo así con las tres reglas de Craig establecidas para un medio poroso con preferencia a la fase acuosa. Además, al realizar una comparación entre la figura 20a, que hace referencia a las curvas de permeabilidad relativa características de un medio fracturado y la figura 20b de las curvas de permeabilidad relativa determinadas ante la presencia de PPG, se puede observar que en el medio fracturado ambas fases se desplazan con la misma facilidad y sin restricción alguna, sin embargo, al saturar el medio fracturado con partículas de gel se crea una restricción física al flujo y al mismo tiempo se favorece el flujo de la fase oleosa.

Por otro lado, también se presenta un desplazamiento vertical de los “*End Points*”, lo que es resultado de la deformación del PPG que, como ya se mencionó, ocasiona que la pseudo-permeabilidad absoluta y la permeabilidad efectiva dependan del gasto de inyección y, por lo tanto, también la permeabilidad relativa.

Con base en todos los resultados obtenidos se puede asegurar que ante la presencia de PPG ocurre un cambio desproporcionado de permeabilidad que se ve reflejado en 1) la reducción de la permeabilidad absoluta, 2) en una mayor disminución de la permeabilidad efectiva al agua con respecto a la del aceite y 3) en la modificación de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite. Estas variaciones conforman el mecanismo de recuperación que propicia el incremento en la producción de aceite.

5.2.3. Flujo bifásico en el medio poroso altamente conductivo en presencia de PPG (Agua de la CAB sintética y Aceite de Poza Rica).

En esta segunda etapa de evaluación se utilizaron partículas de gel de 106 μm hidratadas con agua de la CAB sintética (partículas fuertes) para bloquear los canales altamente conductivos y reducir la canalización de los fluidos a inyectar. El hinchamiento de las partículas colocadas fue de 7.47 g/g.

Después de saturar el medio poroso con PPG, se procedió a realizar una nueva caracterización con agua de la CAB sintética y aceite del Campo Poza Rica. Posteriormente, se determinaron la saturación de agua irreductible y la saturación de aceite residual. La etapa finalizó con la obtención de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.

I. Caracterización del medio poroso saturado con PPG

Inyección de agua de la CAB sintética

El primer paso de la caracterización consistió en determinar los nuevos valores de volumen poroso y porosidad mediante la inyección de agua de la CAB sintética a un gasto constante de 0.7 mL/min hasta saturar el medio poroso al 100%. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 23.

Tabla 5.13

Porosidad del medio saturado con PPG (medida con agua de la CAB sintética).

Volumen total [cm³]	Volumen poroso [cm³]	Porosidad [%]
183.77	74.23	40.39

Posteriormente, se continuó inyectando agua utilizando los gastos de 2 mL/min, 1 mL/min, 0.7 mL/min, 0.1 mL/min y 0.07 mL/min. El diferencial de presión registrado se muestra en la figura 21.

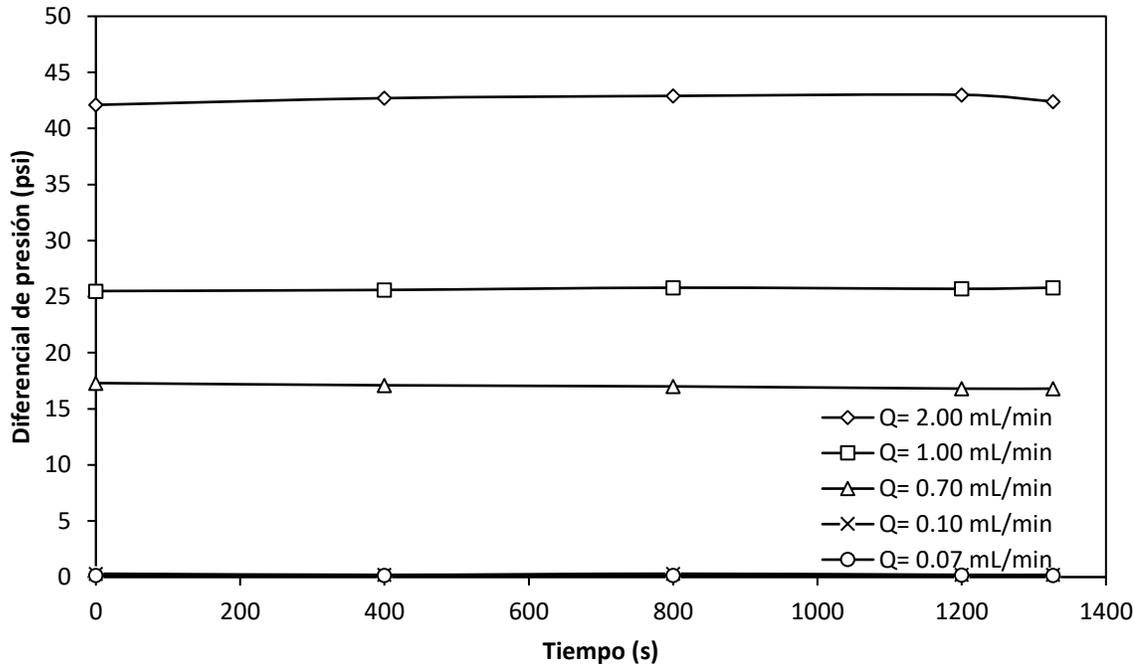


Figura 5.12 Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua de la CAB sintética para medir pseudo-permeabilidad absoluta.

Tomando los datos medidos se aplicó la ecuación de Darcy para determinar la pseudo-permeabilidad absoluta. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 24.

Tabla 5.14

Pseudo-permeabilidad absoluta del medio saturado con PPG (medida con agua de la CAB sintética).

Gasto [mL/min]	DP promedio [psi]	Pseudo K [mD]
2.00	42.638	45.856
1.00	25.744	37.974
0.70	17.394	39.342
0.10	0.237	411.666
0.07	0.149	460.675

En los resultados de la tabla 23 se observa que ante la presencia de PPG la porosidad del medio se redujo en un 35.19% con respecto al valor inicial. En esta prueba, las partículas de gel utilizadas se hidrataron con agua de la CAB sintética, por lo cual tienen una relación de hinchamiento inferior con respecto a las partículas hidratadas con agua desionizada y, por lo tanto, ocupan un menor volumen en el interior del medio poroso, afectando en menor medida la porosidad.

Durante la inyección de agua se registró un diferencial de presión estable e inferior a 50 psi (figura 21). Es importante recordar que en el desplazamiento realizado con agua desionizada a través del medio saturado con partículas de gel débiles la presión de inyección incrementó hasta alcanzar el límite de seguridad (3,000 psi), sin embargo, en esta etapa, dicha presión es hasta 150 veces menor, ya que la alta salinidad del agua de formación ocasiona que ésta sea menos retenida por la estructura del PPG.

Por otro lado, la pseudo-permeabilidad absoluta incrementa conforme el gasto de inyección disminuye (tabla 24). Este comportamiento se atribuye al hecho de que al utilizar gastos de inyección bajos, el esfuerzo de corte aplicado al agua inyectada es pequeño, lo que produce diferenciales de presión de baja magnitud y por lo tanto una pseudo-permeabilidad absoluta considerablemente alta, sin embargo, cuando el gasto de inyección incrementa se requiriere de una mayor presión para producir un flujo de agua a través del medio, lo que genera diferenciales de presión de mayor magnitud y una disminución en la pseudo-permeabilidad absoluta. De tal manera que, la inyección de agua a gastos bajos no favorece la deformación de las partículas de gel, sino que le es más fácil fluir por el hecho de no forzar su flujo a través de ellas.

Inyección de aceite del Campo Poza Rica

Una vez concluida la caracterización con agua de formación, se empacó nuevamente el medio colocando la misma cantidad de PPG y esferas correspondientes a las condiciones iniciales, esto con el objetivo de realizar una caracterización utilizando la fase oleosa, pues se ha observado que en esta etapa las mediciones pueden ser sobreestimadas por la interacción entre la fase acuosa y el PPG. Después del segundo empacamiento, se determinaron los nuevos valores de volumen poroso y porosidad inyectando aceite del Campo Poza Rica a un gasto constante de 0.7 mL/min. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 25.

Tabla 5.15
Porosidad del medio saturado con PPG (medida con aceite del Campo Poza Rica).

Volumen total [cm³]	Volumen poroso [cm³]	Porosidad [%]
183.77	60.00	32.65

Posteriormente, se continuó inyectando aceite utilizando los gastos de 2 mL/min, 1 mL/min, 0.7 mL/min, 0.1 mL/min y 0.07 mL/min. El diferencial de presión registrado se muestra en la figura 22.

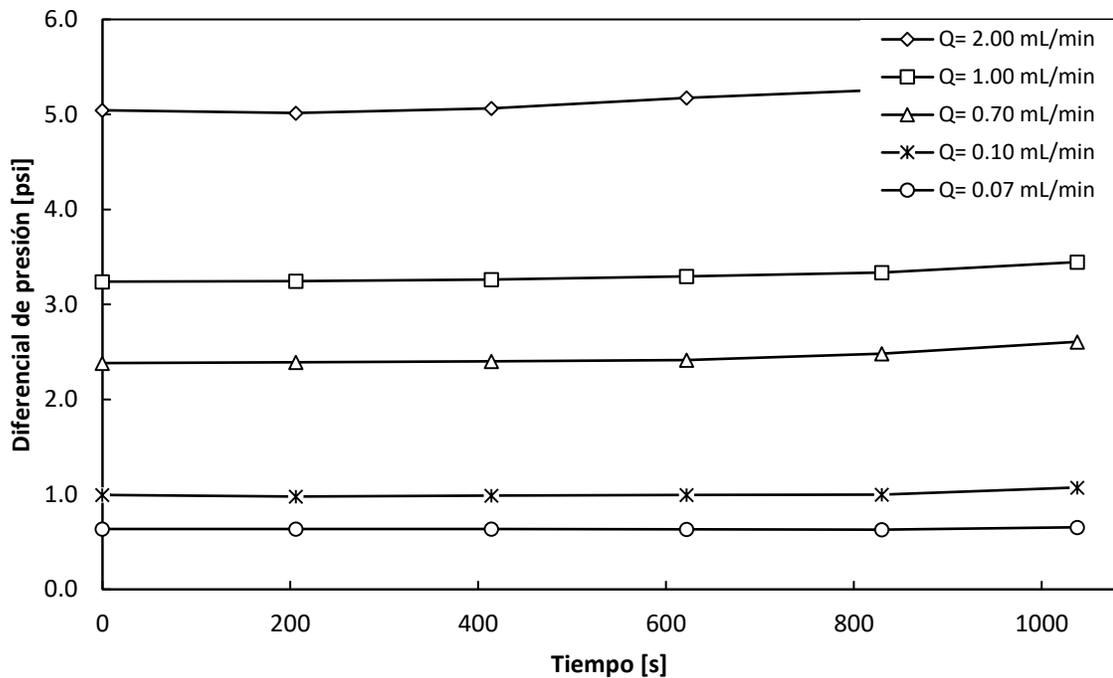


Figura 5.13 Diferencial de presión registrado durante la inyección de aceite del Campo Poza Rica para medir pseudo-permeabilidad absoluta.

Con base en los diferenciales de presión medidos se determinó la pseudo-permeabilidad absoluta aplicando la ecuación de Darcy y la propuesta desarrollada en el Anexo A. Los resultados se muestran en la tabla 26.

Tabla 5.16

Pseudo-permeabilidad absoluta del medio poroso saturado con PPG (medida con aceite del Campo Poza Rica).

Gasto [mL/min]	DP promedio [psi]	Pseudo K [mD]
2.00	5.13	9220.11
1.00	3.29	7189.27
0.70	2.43	6823.54
0.10	0.99	2383.77
0.07	0.63	2620.20

Las partículas de gel colocadas en los canales conductivos redujeron la porosidad inicial del medio en un 47.61%. La porosidad determinada con agua de la CAB sintética es mayor, siendo evidencia de que el PPG absorbió cierto porcentaje del agua inyectada, sobreestimando el valor real de esta propiedad. Por otro lado, la

porosidad determinada con el aceite M224a ($\emptyset = 32.65\%$) es mayor al valor determinado con n-decano ($\emptyset = 19.04\%$), lo que se justifica considerando que el PPG utilizado en esta etapa tiene una relación de hinchamiento inferior con respecto a las partículas de gel utilizadas en la etapa anterior, de aproximadamente 10 g/g, por lo que ocupa un menor volumen en el interior del medio y deja un mayor espacio disponible para los fluidos.

Los diferenciales de presión registrados durante los desplazamientos de aceite del Campo Poza Rica son estables e inferiores a los 6 psi (figura 22). Estos diferenciales son superiores a los medidos con n-decano en la etapa anterior, lo que es resultado de la diferencia de viscosidades entre ambas fases oleosas, ya que la muestra de aceite del Campo Poza Rica es más viscosa y por lo tanto requiere de una mayor presión para poder fluir a través del PPG.

Por otro lado, la pseudo-permeabilidad absoluta determinada incrementa conforme el gasto aumenta (tabla 26), lo que se atribuye a la deformabilidad del PPG. Aunque las partículas de gel utilizadas en esta etapa son más rígidas, a los gastos utilizados, la muestra de aceite inyectada tiene la capacidad de arrastre suficiente para deformarlas.

II. Inyección de aceite del Campo Poza Rica a condiciones de S_{wirr}

Después de saturar el medio poroso al 100% con agua de la CAB sintética, se procedió a determinar la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) inyectando aceite del Campo Poza Rica a un gasto constante de 0.7 mL/min. El diferencial de presión registrado se muestra en la figura 23.

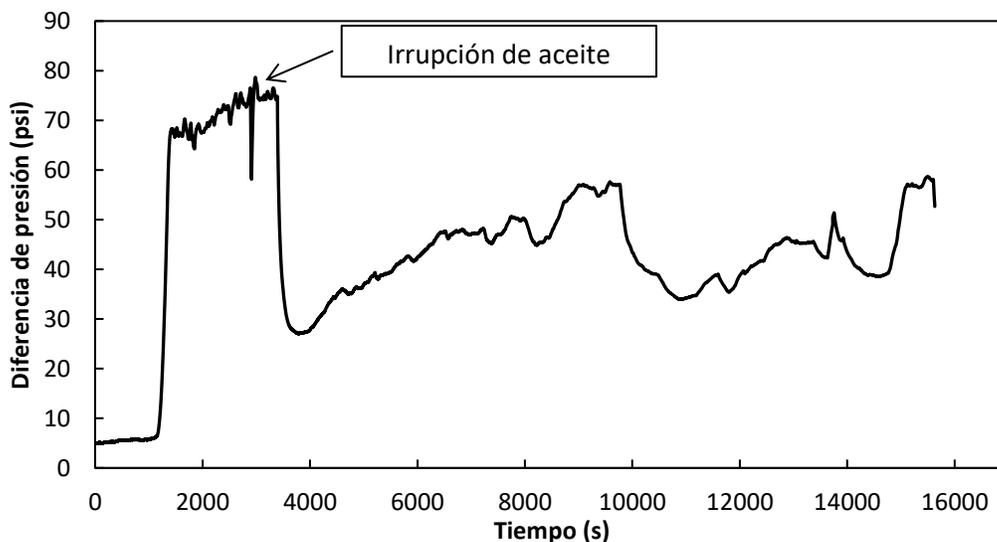


Figura 5.14 Diferencial de presión registrado durante la inyección de aceite del Campo Poza Rica hasta alcanzar condiciones de S_{wirr} .

La inyección de aceite se mantuvo hasta asegurarse de que no existía más producción de agua, siendo indicativo de que el volumen de la fase acuosa en el interior del medio poroso correspondía a la saturación de agua irreductible. El valor de S_{wirr} determinado se presenta en la tabla 27.

Tabla 5.17
Saturación de agua irreductible (S_{wirr}) del medio poroso saturado con PPG.

Volumen poroso [cm ³]	Volumen de aceite @ S_{wirr} [cm ³]	Volumen de agua @ S_{wirr} [cm ³]	S_{wirr} [%]
60.00	25.20	34.80	58.00

Posteriormente, se continuó inyectando aceite utilizando los gastos de 2 mL/min, 1 mL/min, 0.7 mL/min, 0.1 mL/min y 0.07 mL/min. Los diferenciales de presión registrados se muestran en la figura 24.

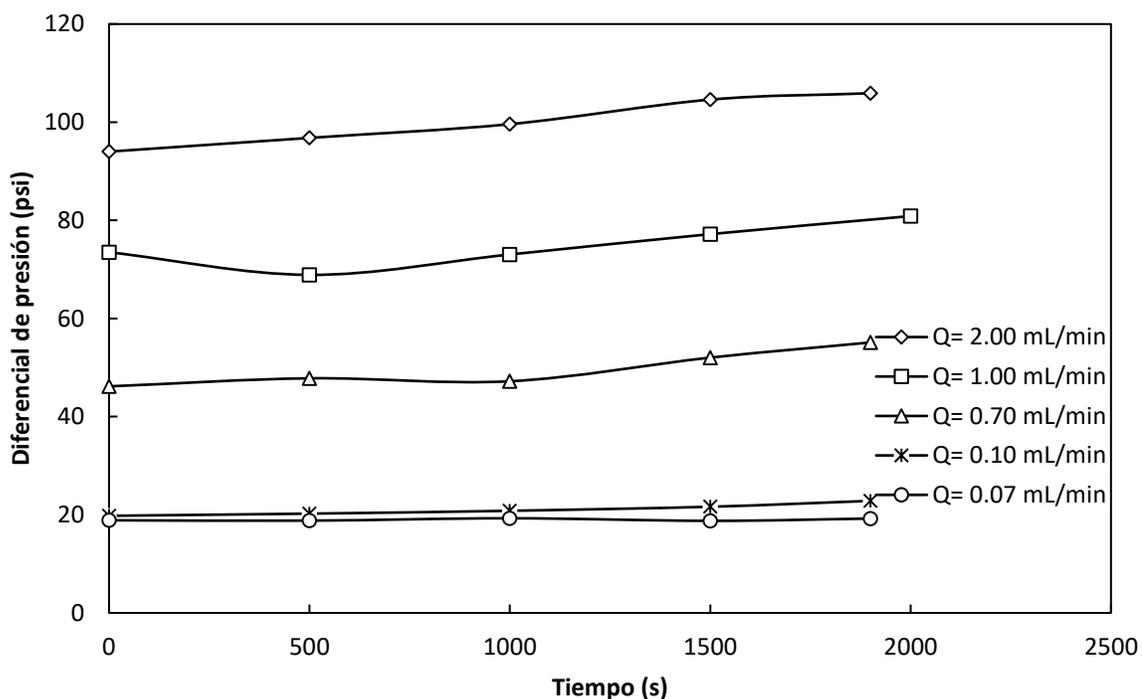


Figura 5.15 Diferencial de presión registrado durante la inyección de aceite del Campo Poza Rica a condiciones de S_{wirr} .

Los datos medidos se utilizaron para determinar la permeabilidad efectiva al aceite aplicando la ecuación de Darcy y considerando el desarrollo presentado en el Anexo A. La permeabilidad efectiva calculada a cada gasto se muestra en la tabla 28.

Tabla 5.18
Permeabilidad efectiva al aceite del Campo Poza Rica a condiciones de S_{wirr} .

Gasto [mL/min]	DP promedio [psi]	K_o [mD]
2.00	99.648	477.02
1.00	73.224	323.11
0.70	54.508	330.42
0.10	21.889	112.57
0.07	20.875	87.43

Al comienzo de la inyección de aceite para alcanzar condiciones de S_{wirr} , el diferencial de presión se mantuvo oscilando en un valor cercano a los 6 psi, sin embargo, antes de que el aceite irrumpiera a la salida del medio poroso, se presentó un incremento de diferencial de presión muy pronunciado (figura 23). Esto se asocia al hecho de que la fase oleosa requiere 1) desplazar al agua que está siendo retenida por el PPG y 2) deformar las partículas de gel para fluir a través del medio.

El valor de S_{wirr} es similar al determinado con agua desionizada en la etapa anterior. En ambos casos, la S_{wirr} es mayor al 50%, siendo indicativo de que la retención de la fase acuosa no depende de las propiedades mecánicas de las partículas, sino más bien de sus propiedades hidrófilas.

Por otro lado, los diferenciales de presión medidos son estables (figura 24) y superiores a los registrados durante la inyección de n-decano en la etapa anterior. Esto se asocia a la diferencia de viscosidad entre ambas fases oleosas, además de que las partículas de gel son menos deformables (partículas fuertes), lo que implica una restricción adicional al flujo a través de éstas.

En la tabla 28 se observa que el aumento en el gasto de inyección de aceite produce un incremento en la permeabilidad efectiva a dicho fluido. Este comportamiento se asemeja al obtenido con n-decano que, como ya se mencionó, es efecto de la deformabilidad de las partículas de gel. La capacidad de arrastre del aceite M224a le permite deformar a las partículas de gel y desplazar fácilmente al agua que se encuentra saturando el medio poroso.

III. Inyección de agua de la CAB sintética a condiciones de S_{or}

Después de determinar la permeabilidad efectiva al aceite, se procedió a determinar la saturación de aceite residual mediante la inyección de agua de la CAB sintética a un gasto constante de 0.7 mL/min. Durante el desplazamiento se registró el diferencial de presión mostrado en la figura 25.

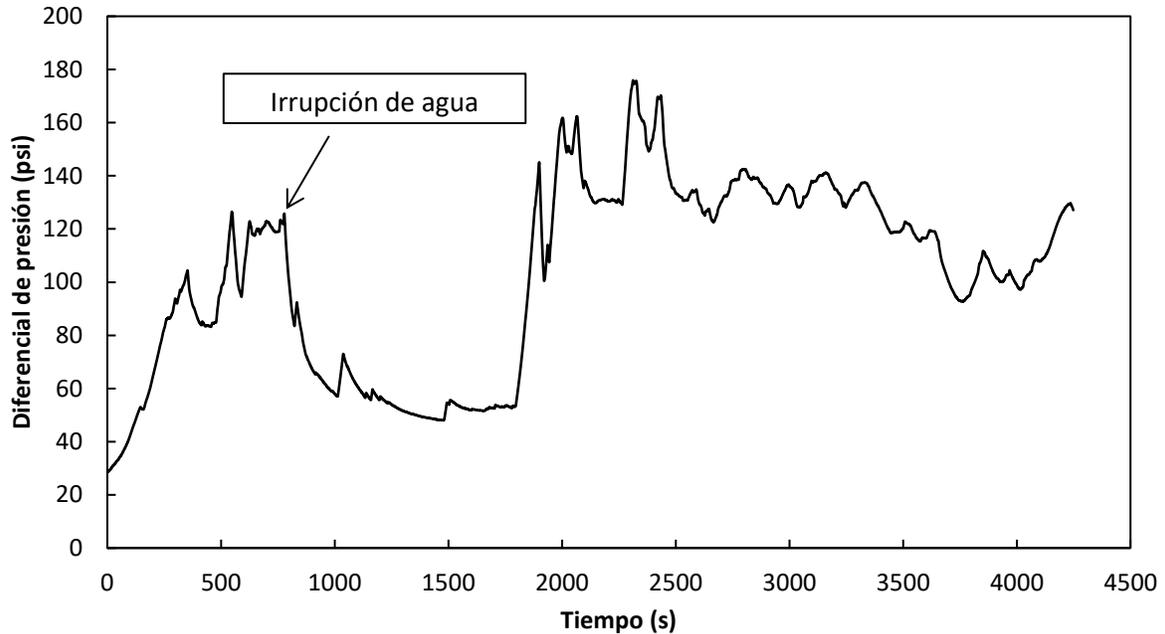


Figura 5.16 Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua de la CAB sintética hasta alcanzar condiciones de S_{or} .

La inyección de agua se mantuvo hasta que se dejó de producir aceite a la salida del sistema, asegurando así que el medio se encontraba a condiciones de S_{or} . La saturación de aceite residual determinada se presenta en la tabla 29.

Tabla 5.19
Saturación de aceite residual (S_{or}) del medio poroso saturado con PPG.

Volumen poroso [cm ³]	Volumen de aceite @ S_{or} [cm ³]	Volumen de agua @ S_{or} [cm ³]	S_{or} [%]
60.00	04.90	55.10	08.20

Posteriormente, se continuó inyectando agua utilizando los gastos de 2 mL/min, 1 mL/min, 0.7 mL/min, 0.1 mL/min y 0.07 mL/min. Durante los desplazamientos se registraron los diferenciales de presión que se muestran en la figura 26.

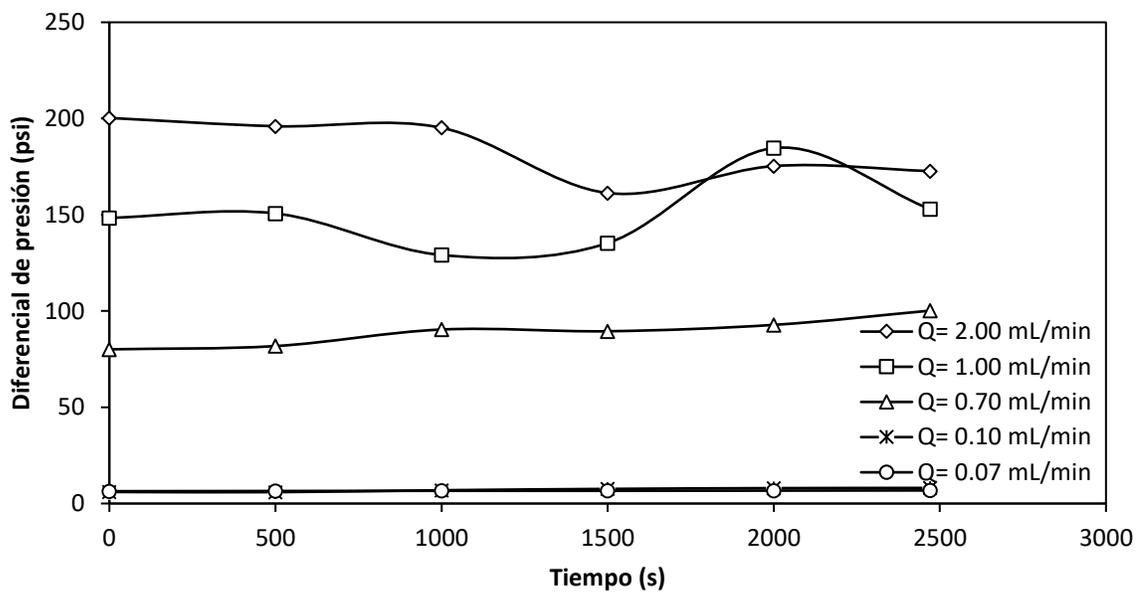


Figura 5.17 Diferencial de presión registrado durante la inyección de agua de la CAB sintética a condiciones de S_{or} .

Finalmente, se determinó la permeabilidad efectiva al agua aplicando la ecuación de Darcy con las consideraciones desarrolladas en el Anexo A. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 30.

Tabla 5.20
Permeabilidad efectiva al agua de la CAB sintética a condiciones de S_{or} .

Gasto [mL/min]	DP promedio [psi]	K_w [mD]
2.00	181.971	10.90
1.00	144.349	6.89
0.70	76.361	7.92
0.10	7.301	14.02
0.07	5.583	10.51

Durante la inyección de agua de la CAB, el diferencial de presión incrementó y se mantuvo oscilando en un valor cercano a los 120 psi hasta que ocurrió la irrupción de dicha fase a la salida del medio, ocasionando una caída de presión de aproximadamente 60 psi (figura 25). Posteriormente, se presentó un nuevo incremento de presión, ya que el aumento en la saturación de agua en el medio hace que se requiera de una mayor presión para que dicha fase fluya, dado que comienza a ser retenida por las partículas de gel.

Por otro lado, la saturación de aceite residual es de baja magnitud y menor a la registrada en la etapa anterior. El valor de S_{or} obtenido se debe a que el PPG es afín a la fase acuosa y permite que la fase oleosa sea desplazada hasta la salida del medio poroso con mayor facilidad.

Los diferenciales de presión medidos durante la inyección de agua de la CAB sintética son estables e inferiores a 250 psi (figura 26). Esto es un indicativo de que el contenido de sales en este tipo de agua ocasiona que su flujo entre las partículas de gel se vea menos restringido con respecto al del agua desionizada en la etapa anterior, en donde únicamente fue posible realizar evaluaciones a los gastos de 0.1 mL/min y 0.07 mL/min, ya que a los gastos restantes se alcanzó la presión de seguridad (3,000 psi). Aunque las presiones registradas con el agua de formación son relativamente bajas, siguen siendo superiores a las obtenidas durante la inyección de aceite, esto por el hecho de tratarse de una fase acuosa.

Al final de estos desplazamientos se determinó que la permeabilidad efectiva al agua oscila entre 6 y 15 mD (tabla 30), siendo hasta 40 veces inferior a la permeabilidad efectiva al aceite, lo que demuestra que independientemente del esfuerzo aplicado, la fase acuosa es retenida con la misma intensidad y la deformación de las partículas se encuentra muy limitada ante esta fase.

IV. Curvas de permeabilidad relativa al agua de la CAB sintética y aceite de Poza Rica

Con base en la propuesta del Anexo A se determinaron los “*End Points*” (condiciones de S_{wirr} y de S_{or}) de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite para los gastos de 2 mL/min, 1 mL/min, 0.7 mL/min, 0.1 mL/min y 0.07 mL/min, tomando como referencia la pseudo-permeabilidad absoluta determinada con el aceite del Campo Poza Rica, ya que la evaluación del flujo bifásico agua-aceite se enfoca a las condiciones del medio poroso saturado con PPG.

Tabla 5.21

“*End Points*” de las curvas de permeabilidad relativa al agua de la CAB sintética y aceite del Campo Poza Rica

Gasto [mL/min]	K _r a partir de pseudo K	
	K _{ro} @ S _{wirr}	K _{rw} @ S _{or}
2.00	0.05174	0.00118
1.00	0.04494	0.00096
0.70	0.04842	0.00116
0.10	0.04722	0.00588
0.07	0.03337	0.00401

Finalmente, el comportamiento completo de las curvas de permeabilidad relativa se obtuvo a partir de los exponentes de Corey característicos de un medio fuertemente mojado por agua (Anexo C).

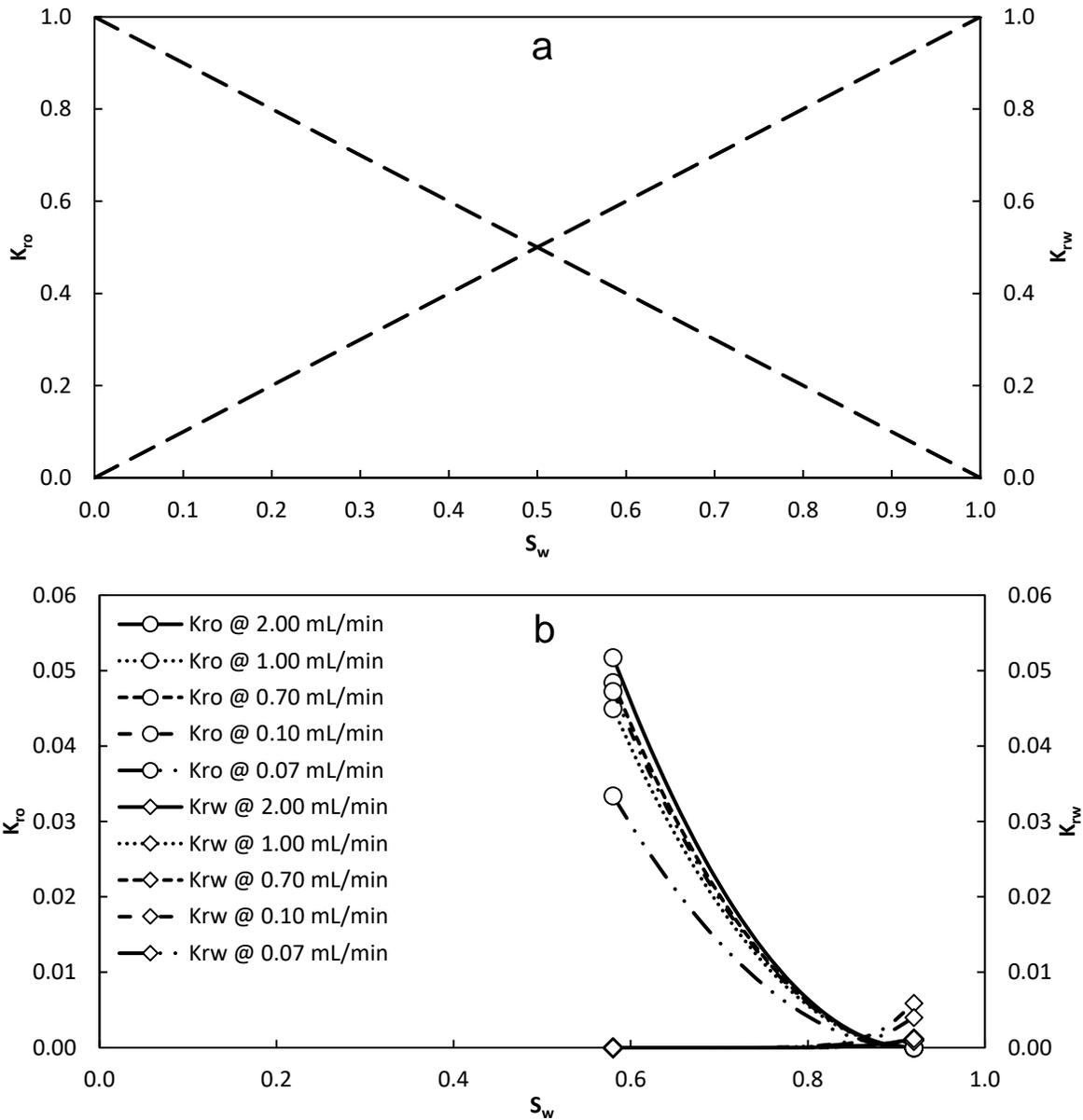


Figura 5.18 Curvas de permeabilidad relativa al agua de la CAB sintética y aceite del Campo Poza Rica. a) Antes del PPG; b) Después del PPG.

La evaluación de flujo bifásico realizada toma como referencia al medio poroso caracterizado inicialmente que, como ya se mencionó, presenta una alta conductividad hidráulica. En esta etapa, el medio poroso se saturó con partículas de gel fuertes ($ESR = 7.47 \text{ g/g}$) y los fluidos inyectados son representativos de yacimiento, ya que se utilizó agua de formación y una muestra de aceite obtenida en campo.

Ante la presencia de PPG la permeabilidad absoluta se redujo hasta en un 94% con respecto a su valor inicial (determinada con aceite del Campo Poza Rica), siendo indicativo de que los canales conductivos han sido obstruidos casi en su totalidad. Además, como resultado del bloqueo formado por el PPG, las permeabilidades efectivas también se modifican, permitiendo que la fase oleosa fluya fácilmente entre las partículas de gel ($k_o > k_w$), ya que no existe afinidad entre éstas y el aceite.

Mediante el análisis de los resultados, se observa que la saturación de agua irreductible es superior al 25% ($S_{wirr} = 58\%$) y el “*End Point*” de la curva de permeabilidad relativa al agua es menor a 0.3 ($End\ Point = 0.006$), cumpliendo con dos de las reglas de Craig que corresponden a un medio mojado por agua y, con base en este criterio, se decidió implementar los exponentes de Corey que hacen referencia a dicha condición de mojabilidad ($n_w = 8$ y $n_o = 2$), obteniendo así el comportamiento completo de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite (figura 27).

La intersección de las curvas ocurre a una saturación de agua de aproximadamente el 90%, siendo una evidencia más de que ante la presencia de PPG, se presenta un comportamiento similar al de un medio mojado al agua. Por otro lado, la deformabilidad de las partículas de gel ocasiona que la permeabilidad relativa varíe en función del gasto. Esta variación es menor a la obtenida con las partículas débiles, ya que en este caso las partículas son más rígidas y la deformación es menos pronunciada.

Finalmente, los resultados obtenidos demuestran que el gel de partículas preformadas (PPG) produce un cambio desproporcionado de permeabilidad. Este mecanismo de recuperación es consecuencia de una preferencia de flujo para la fase oleosa ($k_o > k_w$), lo que se refleja en la modificación de las curvas de permeabilidad relativa de un medio poroso con alta conductividad (figura 27a) después de ser saturado con partículas de gel (figura 27b), las cuales además corresponden a un medio fuertemente mojado por agua, lo que favorece el flujo de aceite.

CONCLUSIONES

1. La metodología para determinar la relación de hinchamiento en equilibrio del PPG se desarrolló con la selección y optimización de parámetros como el tamaño de partícula de gel seco, masa de PPG seco, volumen de agua hidratante, sistema de filtrado y tiempo de filtrado, quedando validada con la obtención de resultados reproducibles y siendo aplicable para cualquier tamaño de partícula de gel y tipo de agua hidratante.
2. El contenido de iones calcio y la dureza del agua hidratante tienen un mayor efecto en la reducción del hinchamiento de las partículas de gel en comparación con la salinidad.
3. La permeabilidad del medio poroso representado por el empaque de esferas de vidrio permite asegurar que existe una alta conductividad hidráulica a través de éste, asemejándose a un medio fracturado con problemas de canalización de fluidos.
4. La saturación de PPG actúa como una barrera física que reduce en gran medida la porosidad y la permeabilidad absoluta del medio, disminuyendo su conductividad hidráulica.
5. La deformabilidad de las partículas de gel origina que la reducción de la permeabilidad absoluta se encuentre en función del gasto de inyección.
6. Las fuerzas capilares que se originan ante la presencia de PPG en el medio ocasionan que la saturación de agua irreductible (S_{wirr}) sea significativamente alta (superior al 50%).
7. La naturaleza hidrófila del PPG produce una fuerte retención de la fase acuosa en el medio poroso, ocasionando que la presión de inyección de esta fase sea superior a la de la fase oleosa.
8. La fase oleosa fluye fácilmente a través del medio debido a la nula afinidad entre ésta y las partículas de gel, resultando en una saturación de aceite residual (S_{or}) relativamente baja.
9. La alta afinidad entre las partículas de gel y la fase acuosa ocasiona una mayor reducción de la permeabilidad efectiva al agua con respecto a la del aceite.
10. Las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite obtenidas en presencia de PPG son características de un medio fuertemente mojado por agua, ya que la hidrofiliidad de las partículas de gel origina tal comportamiento.

- 11.El cambio desproporcionado de permeabilidad relativa es el principal mecanismo de recuperación que favorece el flujo de aceite y es resultado del efecto combinado de la deformación de las partículas de gel y la formación de vías segregadas de agua y aceite.

NOMENCLATURA

ESR (*Equilibrium Swelling Ratio*) = *Relación de hinchamiento en equilibrio* [g/g]

$m_{ppg\ hidratado}$ = *Masa del PPG hidratado* [g]

$m_{ppg\ seco}$ = *Masa del PPG seco* [g]

A_w = *Área efectiva al agua*, [cm²]

A_T = *Área total*, [cm²]

S_w = *Saturación de agua en el medio*, [Fracción]

L = *Longitud del medio*, [cm]

μ = *Viscosidad del fluido inyectado*, [cP]

k_{rw} = *Permeabilidad relativa al agua*, [Adimensional]

k_{ro} = *Permeabilidad relativa al aceite*, [Adimensional]

k'_{rw} = *Permeabilidad relativa al agua en el End Point*, [Adimensional]

k'_{ro} = *Permeabilidad relativa al aceite en el End Point*, [Adimensional]

S_{wn} = *Saturación de agua normalizada*, [Adimensional]

S_{on} = *Saturación de aceite normalizada*, [Adimensional]

S_w = *Saturación de agua* [Adimensional]

S_{wi} = *Saturación de agua irreductible* [Adimensional]

S_{or} = *Saturación de aceite residual* [Adimensional]

n_w = *Exponente de Corey al agua* [Adimensional]

n_o = *Exponente de Corey al aceite*, [Adimensional]

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Padilla, S., Toledo, R. Evaluación de Yacimientos Naturalmente Fracturados y Retos por Resolver *Ingeniería Petrolera Vol 53* (2013).
2. Bai, B., Wei, M., Liu, Y. Field And Lab Experience With A Successful Preformed Particle Gel Conformance Control Technology *SPE 164511* (2013).
3. Imqam, A., Wang, Z., Bai, B. Preformed-Particle-Gel Transport Through Heterogeneous Void-Space Conduits *SPE Journal* (2017).
4. Durán-Valencia, C., Bai, B., Reyes, H., Fajardo-López, R., Barragán-Aroche, F., López-Ramírez, S. Development Of Enhanced Nanocomposite Preformed Particle Gels For Conformance Control In High-Temperature And High-Salinity Oil Reservoirs *Polymer Journal* (2014).
5. Goudarzi, A., Zhang, H., Varavei, A., Hu, H., Delshad, M., Bai, B., Sepehrnoori, K. Water Management In Mature Oil Fields Using Preformed Particle Gels *SPE 165356* (2013).
6. Zhang, H., Bai, B. Preformed-Particle-Gel Transport Through Open Fractures And Its Effect On Water Flow *SPE Journal* (2011).
7. Bai, B., Li, L., Liu, Y., Liu, H., Wang, Z., You, C. Preformed Particle Gel For Conformance Control: Factors Affecting Its Properties And Applications *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* (2007).
8. Muhammed, F. A., Bai, B., Al Brahim, A. A Simple Technique To Determine The Strength Of Millimeter-Sized Particle Gel *SPE 169106* (2014).
9. Van Golf-Racht, T.D. Fundamentals Of Fractured Reservoir Engineering *Elsevier Scientific Publishing Company* (1982).
10. Bratton, T., Viet, C. D., Van, Q. N., Duc, N., Gillespie, P., Hunt, D., Li, B., Marcinew, R., Ray, S., Montaron, B. The Nature Of Naturally Fractured Reservoirs *Oilfield Review* (2006)
11. Sahimi, M. Flow And Transport In Porous Media And Fractured Rock *VCH Verlagsgesellschaft mbH* (1995).
12. Bai, B., Liu, Y., Coste, J. P., Li, L. Preformed Particle Gel For Conformance Control: Transport Mechanism Through Porous Media *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* (2007).
13. Al-Ibadi, A., Civan, F. Experimental Study Of Gel Particles Transport Through Porous Media *SPE 153557* (2012).
14. Prado, M., Reyna, M., Rauseo, O., Ferreira, I. Evaluation Of The Effect Of Oil Viscosity On The Disproportionate Permeability Reduction Of A Polimeryc Gel Used For Controlling Excess Water Production *SPE 121499* (2009).
15. Metodología técnica ME105, USIP (2019).
16. Metodología técnica ME89, USIP (2019).

ANEXOS

Anexo A

Validación del cálculo de permeabilidades relativas en los “End Points”

La presencia de PPG en el medio poroso altamente conductivo invalida la aplicación de los métodos experimentales convencionales para determinar las curvas de permeabilidad relativa, ya que la hidrofiliidad de las partículas de gel le confiere al medio un comportamiento de mojabilidad al agua. Debido a lo anterior, en este apartado se plantea una solución a esta problemática.

En primera instancia, se realizó un análisis de las curvas de permeabilidad relativa de tres tapones de roca con mojabilidad al agua obtenidas mediante el método Jones & Rosell y posteriormente se buscó reproducir su comportamiento a partir de propuestas que consideran el área de flujo y los diferenciales de presión aplicados en la ecuación de Darcy (ecuación 7). Las propuestas se muestran en la tabla 32.

$$k_f = \frac{Q_f \mu_f L}{A_f \Delta P} \dots (7)$$

Dónde k_f es la permeabilidad efectiva en Darcys, Q_f el gasto de inyección en cm^3/s , μ_f la viscosidad del fluido inyectado en cP, L la longitud del medio poroso en cm, A_f el área de flujo en cm^2 y ΔP el diferencial de presión en atm.

Tabla A.1

Casos propuestos para reproducir las curvas de permeabilidad relativa al agua.

Parámetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Área de flujo	@ S_{or}	Total	@ S_w	@ S_w
DP	@ S_w	@ S_w	@ S_w	@ S_{or}

En todos los casos se variaron únicamente dos parámetros: el área de flujo efectiva y el diferencial de presión registrado durante el flujo bifásico. Para el primer parámetro, se estableció que el área de flujo efectiva se encuentra en función de la saturación del medio, calculándose de la siguiente manera:

$$A_f = A_T * S_f \dots (8)$$

Dónde A_f es el área de flujo efectiva en cm^2 , A_T el área transversal total en cm^2 y S_f la saturación de fluido en el medio poroso.

En el caso número uno, el área de flujo efectiva corresponde a la calculada a condiciones de S_{or} con la ecuación 8. En el caso número dos, el área de flujo

efectiva es igual al área transversal total y finalmente, en los dos últimos casos, el área de flujo efectiva se calcula a la saturación de agua que se desea evaluar, aplicando la ecuación 8.

Por otro lado, en los primeros tres casos, el diferencial de presión corresponde al valor registrado a cierta saturación de agua, mientras que, en el caso número 4, el diferencial de presión corresponde al medido a condiciones de saturación de aceite residual.

Con base en la permeabilidad efectiva obtenida para cada caso propuesto, se procedió a aplicar la definición general de permeabilidad relativa (ecuación 9) a fin de determinar dicha propiedad a diferentes condiciones de saturación.

$$k_r = \frac{k_f}{k} \dots (9)$$

Dónde k_r es la permeabilidad relativa, k_f la permeabilidad efectiva en Darcys y k la permeabilidad absoluta en Darcys.

Las curvas de permeabilidad relativa al agua obtenidas para los tapones 1, 2 y 3 se presentan en las figuras 28, 29 y 30, respectivamente. Se observa que la mayor similitud entre las curvas de permeabilidad relativa determinadas y la curva reportada ocurre en los "End Points", en donde el caso número dos es el más preciso para los tres tapones de roca.

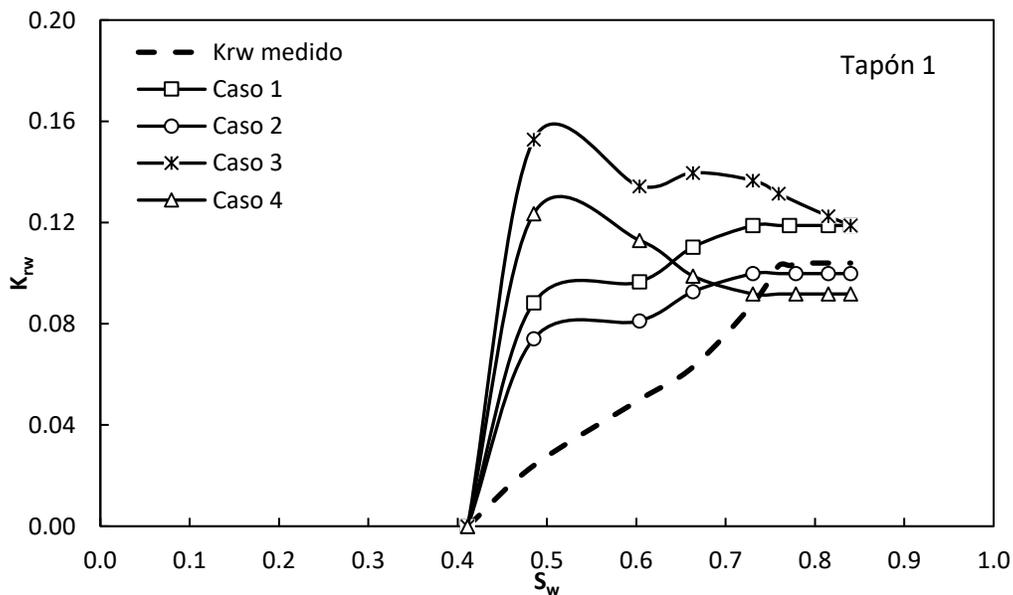


Figura A.1 Curvas de permeabilidad relativa al agua para el tapón 1 (Reportada y calculadas).

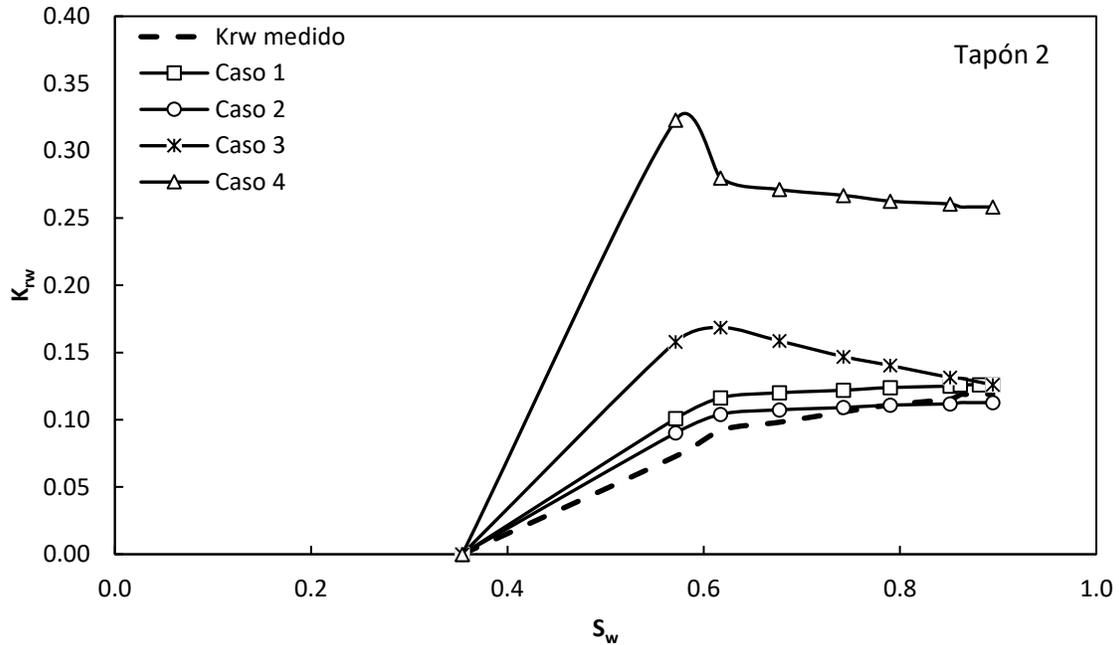


Figura A.2 Curvas de permeabilidad relativa al agua para el tapón 2 (Reportada y calculadas).

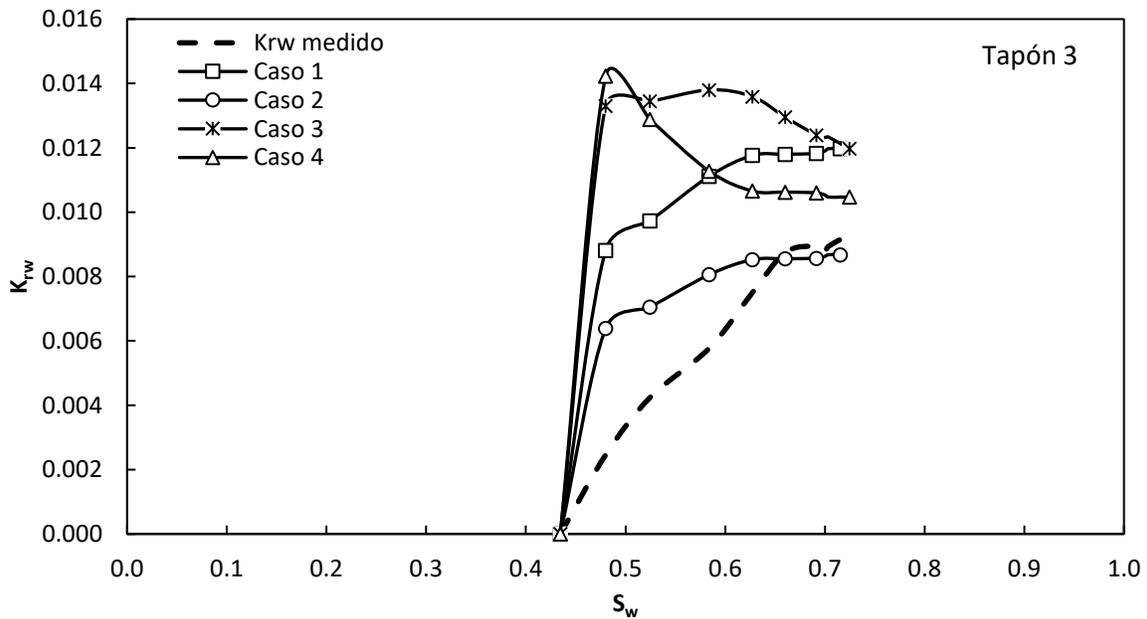


Figura A.3 Curvas de permeabilidad relativa al agua para el tapón 3 (Reportada y calculadas).

Por otro lado, se plantearon casos análogos para reproducir las curvas de permeabilidad relativa al aceite, considerando para los casos uno y cuatro la saturación de agua irreductible. Estos casos se presentan en la tabla 33.

Tabla A.2

Casos propuestos para reproducir las curvas de permeabilidad relativa al aceite.

Parámetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Área de flujo	@ S_{wirr}	Total	@ S_w	@ S_w
DP	@ S_w	@ S_w	@ S_w	@ S_{wirr}

Siguiendo el procedimiento aplicado para la fase acuosa, se observa que el caso número dos es el más representativo, ya que los valores obtenidos en los “*End Points*” son similares a los de la curva de permeabilidad relativa medida para los tapones 2 y 3, sin embargo, es el menos representativo para el tapón número uno.

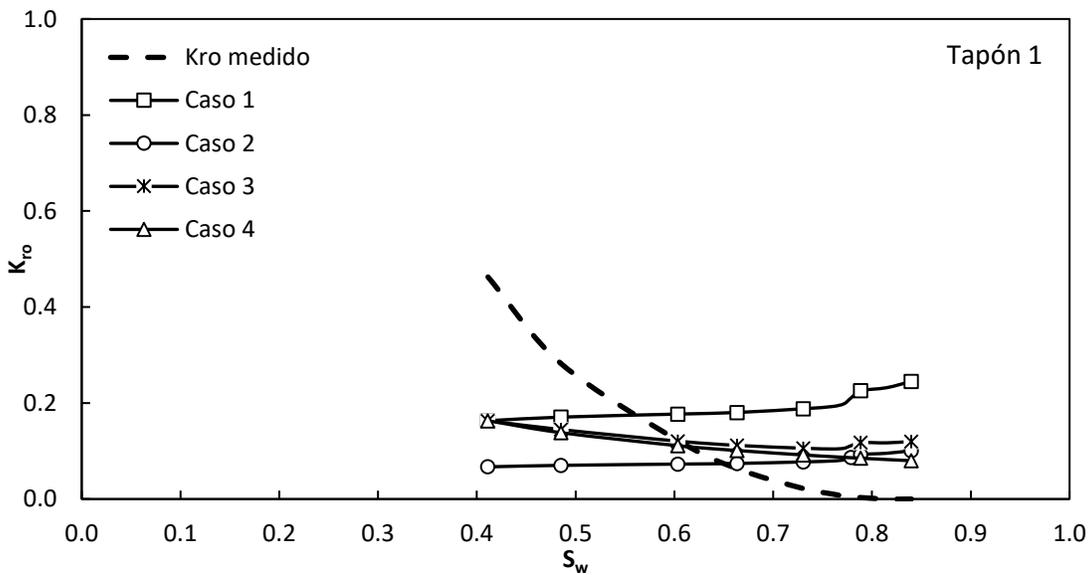


Figura A.4 Curvas de permeabilidad relativa al aceite para el tapón 1 (Reportada y calculadas).

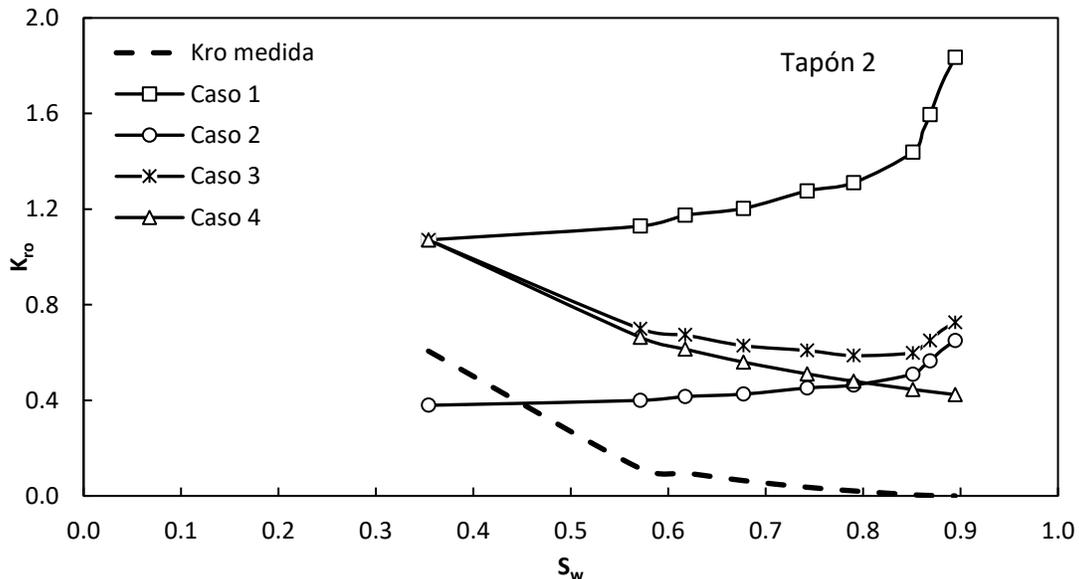


Figura A.5 Curvas de permeabilidad relativa al aceite para el tapón 2 (Reportada y calculadas).

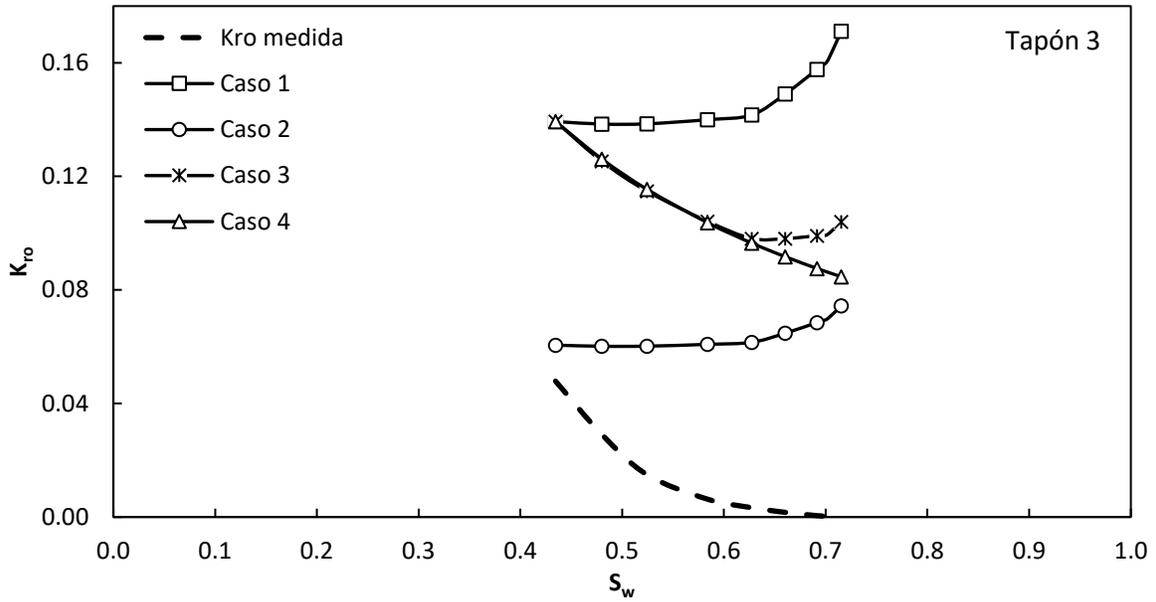


Figura A.6 Curvas de permeabilidad relativa al aceite para el tapón 3 (Reportada y calculadas).

De acuerdo con los resultados, se observa que las curvas de permeabilidad relativa obtenidas con el caso número dos, son las de mayor similitud a las curvas determinadas experimentalmente para los tres tapones de roca evaluados, sin embargo, la mayor aproximación ocurre en los "End Points" (condiciones de S_{wirr} y S_{or}), por lo cual este método es válido únicamente a estas condiciones de saturación.

Anexo B

Reglas de Craig

La mojabilidad de un medio poroso puede determinarse cuantitativamente mediante pruebas de laboratorio o inferirse cualitativamente del análisis de información relacionada a esta propiedad, como lo son las curvas de permeabilidad relativa.

Con el objetivo de evaluar la mojabilidad de una roca, en el año de 1971, Craig estableció un conjunto de reglas a partir del análisis de curvas de permeabilidad relativa determinadas experimentalmente en laboratorio. Estas reglas se muestran en la tabla 34.

Tabla B.1

Reglas de Craig para la evaluación cualitativa de la mojabilidad.

Parámetro	Mojabilidad al agua	Mojabilidad al aceite
Saturación de agua irreductible (S_{wirr})	Mayor al 25%	Menor al 15%
Intersección de las curvas de permeabilidad relativa ($K_{ro} = K_{rw}$)	A una saturación de agua superior al 50%	A una saturación de agua inferior al 50%
Permeabilidad relativa al agua a condiciones de saturación de aceite residual ($K_{rw} @ S_{or}$)	Menor a 0.3	Mayor a 0.5

En las figuras 34 y 35 se presentan ejemplos de curvas de permeabilidad relativa para cada condición de mojabilidad propuesta por Craig. Cuando el medio es mojado por agua, la curva de permeabilidad relativa al aceite se incrementa pronunciadamente, mientras que la del agua crece lentamente, indicando una menor movilidad de dicha fase (figura 34). Esto se debe a que el agua se adhiere a la superficie de la roca y además queda retenida en los poros más pequeños, dificultando su flujo a través del medio. Normalmente, esta condición de mojabilidad se presenta en rocas areniscas.

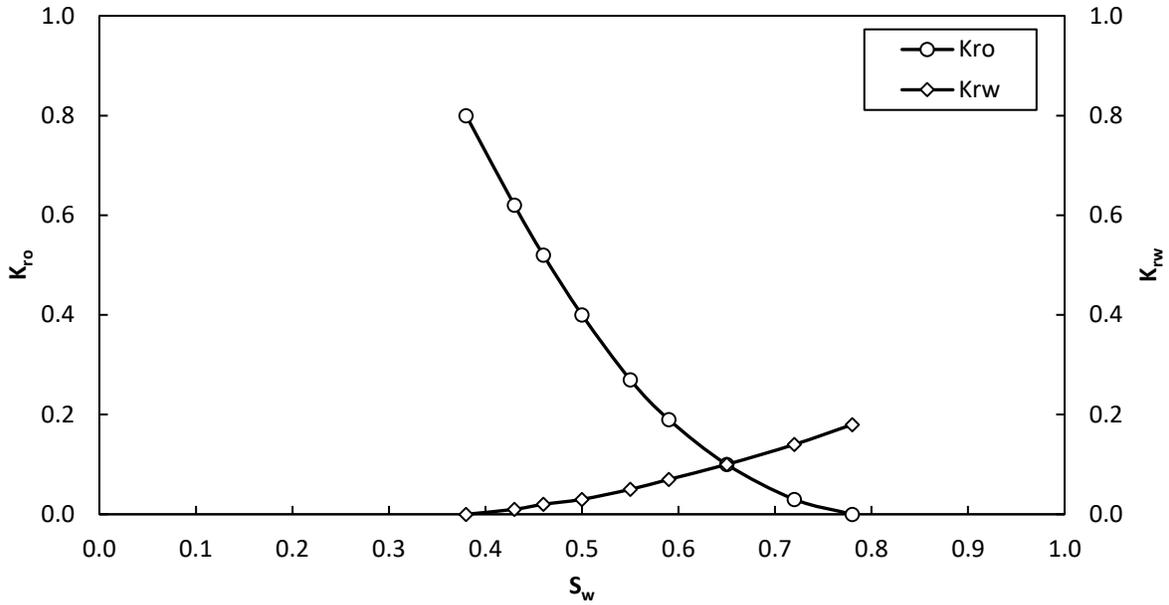


Figura B.1 Curvas de permeabilidad relativa características de un medio mojado por agua.

Para un medio mojado por aceite, las curvas de permeabilidad relativa se desplazan hacia el lado izquierdo del gráfico (figura 35). Bajo esta condición de mojabilidad, la fase acuosa satura los poros más grandes de la roca y tiene una mayor facilidad de flujo, mientras que la fase oleosa es retenida en los poros más pequeños y se encuentra adherida a la superficie de la roca.

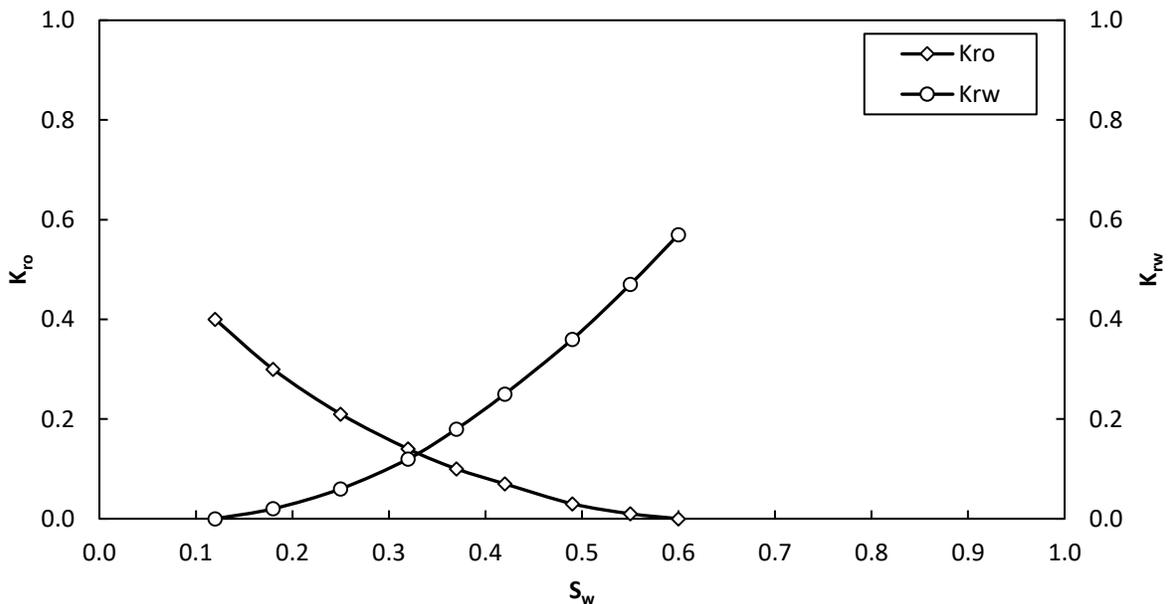


Figura B.2 Curvas de permeabilidad relativa características de un medio mojado por aceite.

Anexo C

Exponentes de Corey

Durante la caracterización de los yacimientos es importante realizar análisis especiales de núcleos, haciendo énfasis en las pruebas de presión capilar y en la determinación de las curvas de permeabilidad relativa en conjunto con la mojabilidad del medio.

La permeabilidad relativa es considerada un parámetro esencial para estudiar el flujo multifásico en medios porosos, sin embargo, su determinación requiere del análisis de muestras representativas a condiciones de yacimiento, en donde el tiempo y la inversión económica son las principales limitantes.

Actualmente, diversos autores han desarrollado correlaciones analíticas o empíricas con base en el análisis conjunto de información. El modelo presentado por Corey es una función explícita de la saturación normalizada, el exponente de la fase acuosa u oleosa según sea el caso y la permeabilidad relativa en los “*End Points*”, es decir, la permeabilidad relativa al aceite a condiciones de S_{wirr} y la permeabilidad relativa al agua a condiciones de S_{or} (ecuaciones 10 y 11). La principal aplicación de este modelo es determinar el comportamiento completo de las curvas de permeabilidad relativa, el cual depende de la mojabilidad de la roca.

$$k_{rw} = k'_{rw}(S_{wn})^{n_w} = k'_{rw} \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{n_w} \dots (10)$$

$$k_{ro} = k'_{ro}(S_{on})^{n_o} = k'_{ro} \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{n_o} \dots (11)$$

Los exponentes de Corey correspondientes a cada condición de mojabilidad se muestran en la tabla 35.

Tabla C.1

Exponentes de Corey de la fase oleosa y la fase acuosa para diferentes condiciones de mojabilidad.

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

En las figuras 36, 37 y 38, se presentan curvas de permeabilidad relativa construidas mediante los exponentes de Corey para diferentes condiciones de mojabilidad.

Las curvas de permeabilidad relativa de la figura 36 corresponden un medio mojado por aceite. En este caso, el exponente de la fase oleosa es mayor que el de la fase acuosa, lo que ocasiona que la curva de permeabilidad relativa al aceite se desplace hacia la izquierda del gráfico.

Por otro lado, si los exponentes son muy similares para ambas fases, la intersección de las curvas ocurre a una saturación de agua cercana al 50%, siendo característico de un medio con mojabilidad intermedia (figura 37).

Cuando el medio es mojado por la fase acuosa, el exponente de esta fase es mayor al de la fase oleosa y las curvas de permeabilidad relativa tienen la forma que se muestra en la figura 38.

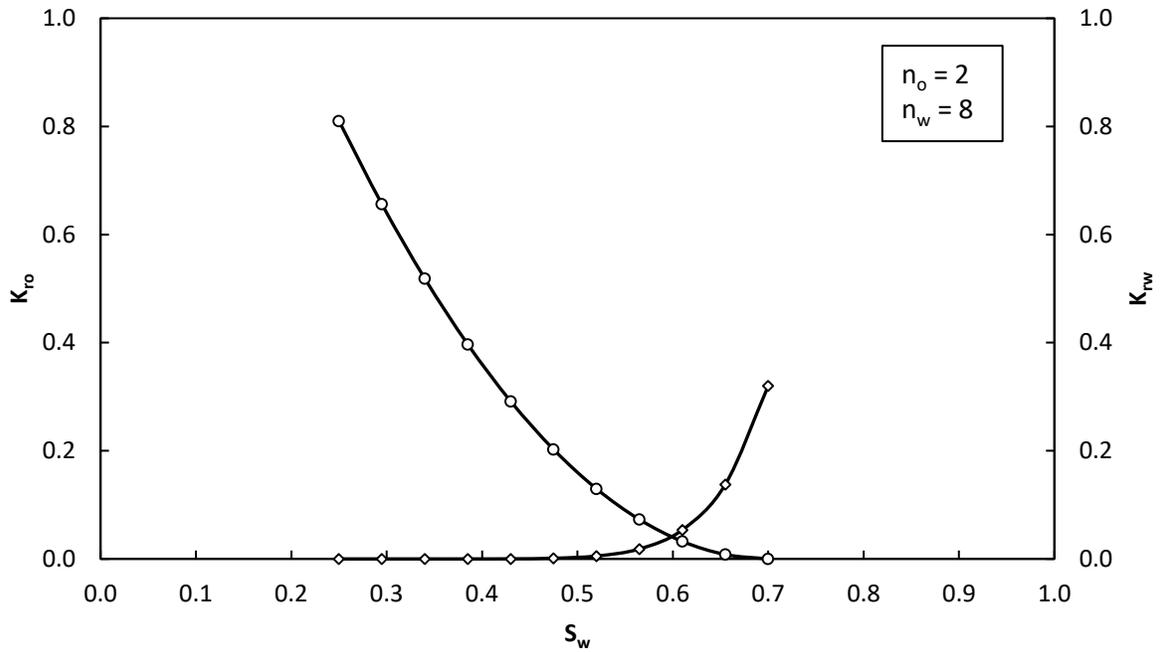


Figura C.1 Curvas de permeabilidad relativa construidas mediante los exponentes de Corey para un medio mojado por agua.

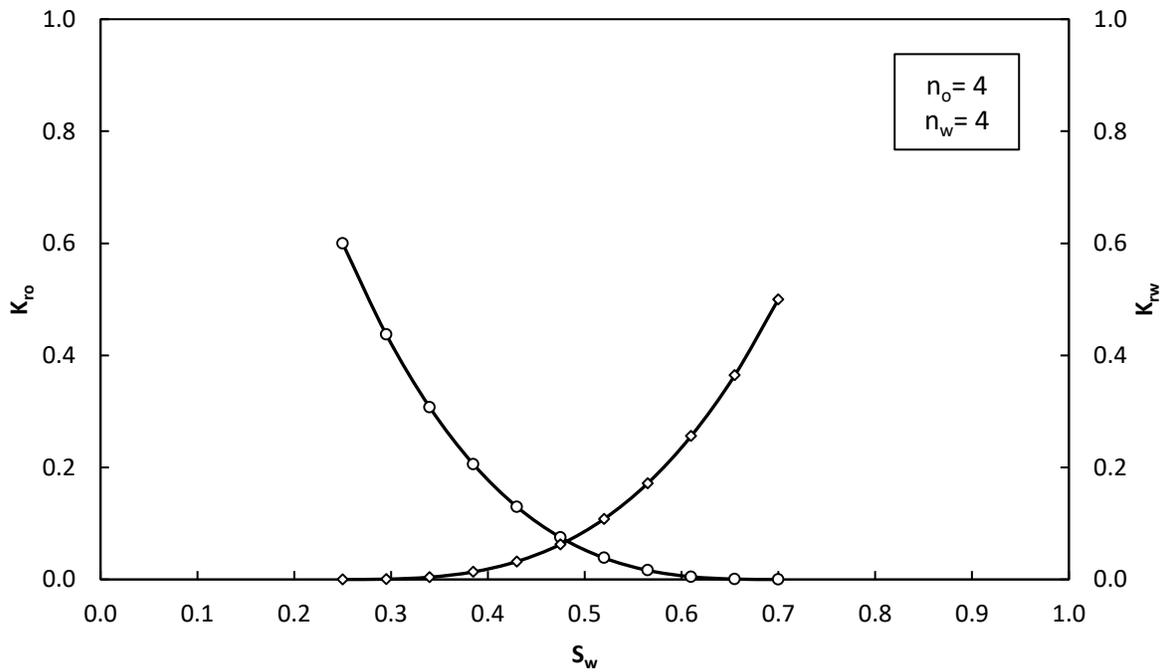


Figura C.2 Curvas de permeabilidad relativa construidas mediante los exponentes de Corey para un medio con mojabilidad intermedia.

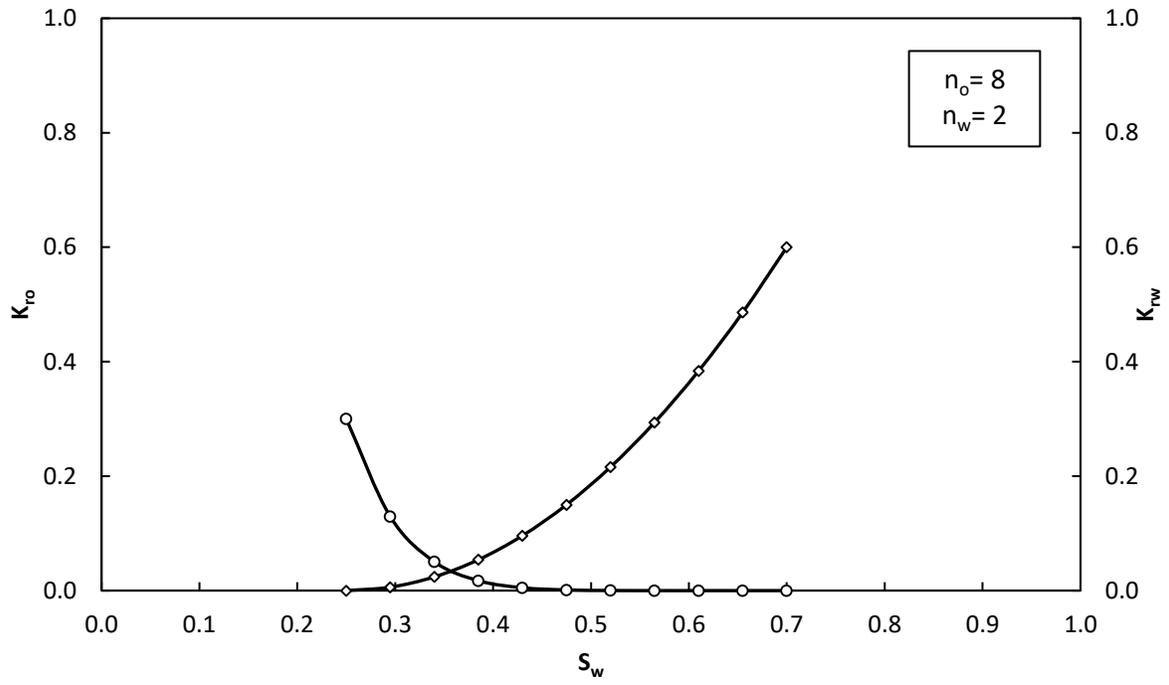


Figura C.3 Curvas de permeabilidad relativa construidas mediante los exponentes de Corey para un medio mojado por aceite.