



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

DOCTORADO EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES

(YACIMIENTOS)

**ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA EL CONTROL DE AGUA EN
YACIMIENTOS CON CANALES PREFERENCIALES DE FLUJO
MEDIANTE LA INYECCIÓN DE PARTÍCULAS PREFORMADAS DE
GEL (PPG)**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERÍA

PRESENTA:

M.I. VÍCTOR MATÍAS PÉREZ

TUTOR PRINCIPAL

DR. SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CIUDAD DE MÉXICO, OCTUBRE 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Resumen

En la actualidad el alto corte de agua en los yacimientos petroleros maduros es un problema que ha tomado cada vez más relevancia a nivel global. Una de las tecnologías que se han propuesto para disminuir la producción de agua es el de las partículas preformadas de gel (PPG). Esta tecnología ha de mostrado ser eficiente para evitar la aparición temprana de agua e incrementar la extracción de aceite en zonas del yacimiento que tienen canales preferenciales de flujo o que se consideran de alta conductividad. Sin embargo, dada la deformabilidad que presenta el PPG, ha sido complicado proveer ecuaciones constitutivas simples para describir tanto la facilidad de colocación al interior del yacimiento como la manera en que interactúa con el agua para obturar su paso a través de éste. En esta tesis y con base a resultados experimentales propios, se ha propuesto un modelo analítico en donde la viscosidad y densidad dependen de la presión cuando el PPG se propaga. También se ha demostrado que es posible describir el diferencial de presión que presenta el PPG al flujo de agua con un modelo analítico en donde la permeabilidad es función de la presión local. Estos modelos pueden utilizarse para diseñar, implementar y predecir el comportamiento del PPG en un medio con canales preferenciales de flujo o de alta conductividad.

ÍNDICE

	Pág.
RESUMEN	ii
ÍNDICE	iii
CAPÍTULO 1. Introducción	1
1.1.Generalidades	1
1.2.Justificación	2
1.3.Objetivo General	2
1.3.1 Objetivos Particulares	2
1.4. Hipótesis	3
CAPÍTULO 2. Revisión de la literatura de las partículas preformadas de gel (PPG) como método de control de agua y método de recuperación mejorada de hidrocarburos	4
2.1. Efecto del tamaño de partícula del PPG	7
2.2. Capacidad de hinchamiento del PPG	8
2.3. Fuerza del PPG	9
2.4.Estabilidad térmica del PPG	10
2.5.Aplicación de PPG en pruebas experimentales y de campo	10
CAPÍTULO 3. Modelo para predecir y caracterizar el gradiente de presión debido al flujo de partículas preformadas de gel a través de un medio poroso	14
3.1. Modelamiento del flujo de partículas preformadas de gel como un pseudo-fluido que depende de la presión	16

3.1.1. Modelo de desplazamiento de PPG a través de un medio poroso en condición transitoria	17
3.1.2. Modelo de desplazamiento de PPG a través de un medio poroso en condición estacionaria	21
3.2. Ejemplo de aplicación	22
3.3. Determinación del factor de resistencia (FR)	26
3.4. Conclusiones	27
CAPÍTULO 4. Comportamiento del diferencial de presión durante el flujo de agua a través de las partículas preformadas de gel (PPG)	28
4.1. Modelo teórico propuesto para describir el comportamiento del flujo de agua a través del PPG	28
4.2. Sección experimental	31
4.2.1. Materiales	31
4.2.2. Arreglo experimental	32
4.2.3. Procedimiento experimental	33
4.3. Resultados y discusión	33
4.3.1. Análisis del estado transitorio	33
4.3.2. Análisis del estado estacionario	39
3.4. Conclusiones	41
CAPÍTULO 5. Efecto de la composición del PPG en el gradiente de presión durante el flujo de agua y aceite en condiciones de flujo estacionario	43
5.1. Sección experimental	43
5.1.1. Materiales	44
5.1.2. Arreglo experimental	44
5.1.3. Procedimiento experimental	45
5.2. Resultados y discusión	46
5.2.1. Comportamiento del diferencial de presión en condiciones de flujo estacionario para aceite y agua a través del PPG-NC	43

5.2.2. Comportamiento del diferencial de presión en condiciones de flujo estacionario para hidrocarburo y agua a través del PPG-PA	48
5.2.3. Comportamiento del diferencial de presión en condiciones de flujo estacionario para hidrocarburo y agua a través del PPG-DR	50
5.2.4. Comparación del comportamiento del diferencial de presión en condiciones de flujo estacionario para hidrocarburo y agua a través del PPG-NC, PPG-PA y PPG-DR	52
5.3. Conclusiones	53
CAPÍTULO 6. Evaluación de la interacción PPG-roca-agua-aceite mediante el factor de recuperación y análisis del modelo de compactación y canalización en roca carbonatada, vugular y fractura inducida	55
6.1. Sección experimental	55
6.1.1. Materiales	55
6.1.2. Arreglo experimental	58
6.1.3. Procedimiento experimental	59
6.1.3.1. Primera etapa. Fractura abierta	60
6.1.3.2. Segunda etapa. Fractura con presencia de PPG	61
6.2. Resultados y discusión	61
6.2.1. Resultados etapa 1. Fractura abierta	62
6.2.2. Resultados etapa 2. Fractura con presencia de PPG	63
6.2.3. Aplicación del modelo desarrollado al comportamiento del diferencial de presión una vez se ha colocado el PPG en la fractura	65
6.3 Conclusiones	67
CAPÍTULO 7. Determinación de las permeabilidades relativas agua-aceite debido al flujo de fluidos a través del PPG	68
7.1. Sección experimental	68
7.1.1. Materiales	69
7.1.2. Arreglo experimental	69

7.1.3. Procedimiento experimental	70
7.1.3.1. Permeabilidad relativa agua-aceite	70
7.2. Resultados y discusión	71
7.3 Conclusiones	74
CAPÍTULO 8. Conclusiones generales	76
Referencias bibliográficas	79
Apéndice A	87
Apéndice B	91

Capítulo 1

Introducción

1.1. Generalidades

Hoy en día, el petróleo y gas natural suministran en su conjunto más del 60 % de la energía a nivel global y esta tendencia no cambiará al menos en el corto y mediano plazo. Además, se estima que para el 2050 los hidrocarburos tendrán una participación estimada del 30 % como fuente de energía (BP Energy Outlook, 2022). Sin embargo, muchos de los yacimientos petroleros en el mundo se encuentran en una etapa de extracción madura, por lo que es relevante mantener su producción en condiciones óptimas. En estos campos maduros, uno de los principales problemas a los que se enfrenta la industria petrolera es la excesiva producción de agua porque el empleo de instalaciones superficiales para su manejo es costoso (Du, Y. et al., 2005). Además, el agua conlleva otros problemas como la corrosión e incluso problemas en el control de arena (Bailey et al., 2000)

Una de las tecnologías que se ha propuesto en años recientes para el control de agua en el yacimiento es la inyección de las partículas preformadas de gel (PPG). Estas partículas poseen propiedades de alta absorbencia y mojabilidad al agua, por lo que una vez colocadas en el yacimiento se encargan de bloquear el flujo de agua en zonas donde esta se encuentra presente (Bai et al., 2007a;2007b). Por este motivo, y para su diseño óptimo, se torna relevante estudiar propiedades del PPG tales como: tamaño de las partículas, capacidad de hinchamiento en presencia de agua, dureza y capacidad térmica. Aunque se ha publicado en la literatura especializada una gran cantidad de trabajo experimental con el fin de caracterizar las propiedades intrínsecas del PPG, se ha dejado de lado la modelación teórica para conocer la forma en que estas partículas son capaces de bloquear el agua. En esta tesis, y con base a resultados experimentales propios, se propondrán algunos modelos teóricos con el fin de determinar la forma en la que se desplaza PPG al interior de un medio poroso y cómo éste bloquea el flujo de agua.

1.2. Justificación

A pesar de la muy productiva evidencia experimental y de campo, no se han desarrollado relaciones que involucren las propiedades mecánicas con las ecuaciones descriptivas del flujo de fluidos que involucran a las partículas preformadas de gel (PPG) desde las siguientes dos perspectivas:

1. Ecuaciones de transporte de PPG a través del medio poroso y/o medios considerados de alta conductividad.
2. Ecuaciones de transporte de fluidos a través del PPG.

Los trabajos experimentales realizados hasta el momento han dilucidado el comportamiento que el PPG presenta a través de los cambios de presión a la entrada y salida del sistema o a través de diferentes puntos de observación conforme se coloca en las zonas de alta conductividad y una vez permanece en el sitio de interés. Sin embargo, no se han propuesto modelos analíticos que den explicación a los cambios que el gradiente de presión tiene con respecto a propiedades macroscópicas, como el gasto involucrado o las propiedades mecanicistas del gel, y que son consecuencia de su diseño, ya sea en condiciones de flujo transitorio o bien en condiciones de flujo estacionario.

1.3. Objetivo General

En este trabajo se considerarán algunos experimentos y con base a los resultados obtenidos se proponen ecuaciones constitutivas que ayuden en la comprensión del comportamiento del PPG como un fluido capaz de transportarse a través de un medio poroso o de zona de alta conductividad y la identificación de los patrones que desarrolla el fluido que fluye a través del gel una vez que se ha colocado en el medio.

1.3.1. Objetivos particulares

En el presente trabajo se consideran cinco objetivos que son de interés para dar respuesta a la manera en que la tecnología de las partículas preformadas de gel (PPG) benefician en la recuperación de hidrocarburo y se desempeñan como barrera para el control de agua en medios porosos con canales preferenciales de flujo. Estos cinco objetivos son:

1. Evaluación y predicción del comportamiento del diferencial de presión debido al transporte y colocación de PPG en medios porosos en condiciones de flujo estacionario y transitorio mediante la propuesta de un modelo teórico-analítico.
2. Evaluación y predicción del comportamiento del diferencial de presión debido al flujo de fluidos (fase agua) a través del PPG, mediante una aproximación teórica y experimental.
3. Evaluación experimental y teórica del modelo propuesto en el punto anterior en condiciones de flujo estacionario para diferentes tipos de PPG y utilizando tanto la fase agua como la fase aceite.
4. Propuesta de metodología experimental y análisis de la interacción roca-PPG-agua-aceite mediante el factor de recuperación y mediante el modelo desarrollado en una muestra de roca carbonatada, vugular y con presencia de fractura.
5. Análisis de las permeabilidades relativas agua-aceite en un medio deformable como el PPG.

1.4. Hipótesis

Dado que las partículas preformadas de gel se consideran un medio deformable, existen ecuaciones constitutivas explícitas para describir su transporte a través de un medio poroso y para evaluar la efectividad con la que este bloquea el flujo de agua. Además, estas ecuaciones constitutivas explícitas son fuertemente dependientes de la presión local.

En los siguientes Capítulos, se presenta el seguimiento experimental y teórico propuesto para cada uno de estos temas antes descritos, no sin antes ahondar en el estado del arte actual en el que se encuentra la tecnología del PPG.

Capítulo 2

Revisión de la literatura de las partículas preformadas de gel (PPG) como método de control de agua y método de recuperación mejorada de hidrocarburos

Sydansk y Romero-Zeron (2011) llamaron “Conformance” a la medida de eficiencia de barrido volumétrico debido al desplazamiento de hidrocarburo por algún fluido que no se encuentra de manera natural en el yacimiento. Por tanto, el término “Conformance Control” corresponde a las medidas que se toman para controlar la manera en que el hidrocarburo se mueve en el yacimiento con el objetivo de mejorar su barrido.

La eficiencia de barrido suele ser baja cuando el yacimiento posee una variación espacial significativa de la permeabilidad o tiene regiones con permeabilidades altamente contrastantes. En este caso, el fluido que desplaza al hidrocarburo prefiere tomar trayectorias en las que se tienen menos restricciones de flujo, esto es, regiones que tienen una alta permeabilidad o zonas donde existe una alta conductividad (fallas, fracturas o estratos de alta permeabilidad). Es bien conocido que la existencia de fallas o sistemas de fracturas influyen considerablemente en los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, pues los fluidos tomarán invariablemente estos caminos y probablemente se produzcan de manera temprana en los pozos que inicialmente eran buenos productores. De acuerdo con Elphick y Seright (1997) existen diversas causas que incentivan una excesiva producción de agua en los pozos, a saber:

- Fugas en la tubería de revestimiento o producción
- Mala cementación en la tubería de revestimiento
- Conificación
- Presencia de sistemas fallados o de fracturas desde la zona productora hasta el contacto agua aceite
- Presencia de sistemas estratificados con alta conductividad de fluidos

Las tecnologías asociadas al “Conformance Control” no necesariamente reducen el aceite residual de las zonas que ya fueron barridas por los fluidos considerados en los procesos de recuperación secundaria o mejorada. Estas tecnologías promueven la presencia de los fluidos

inyectados donde originalmente no fluían (zonas de menor conductividad), y este procedimiento implica necesariamente modificar/reducir la permeabilidad de las zonas con mayor conductividad de fluidos. En la industria petrolera existen dos tecnologías ampliamente utilizadas para mejorar el barrido de hidrocarburo, esto es, geles *in situ* (o de fase continua) y las partículas preformadas de gel (PPG). El gel *in situ* es una mezcla de polímero y entrecruzante (gelificante) que se inyectan juntos al yacimiento. Se produce entonces una reacción de reticulación mediante un agente específico condicionado por la temperatura, por lo que el gel incrementa sus propiedades viscoelásticas para bloquear total o parcialmente las zonas de alta conductividad. Los PPG son polímeros también entrecruzados superabsorbentes que pueden hincharse varias veces su tamaño original en presencia de salmuera. El PPG originalmente se forma en la superficie como una fase continua, luego se seca y se tritura en pequeñas partículas (de nanómetros a micrómetros según sea necesario) para posteriormente inyectarse en la formación.

Las partículas preformadas de gel (PPG) y el gel *in situ* se utilizan como medio para inducir el contraste de desplazamiento agua/hidrocarburo con la finalidad de hacer eficiente el barrido en las zonas de interés. Se considera al gel como un medio que al ser desplazado está en posibilidad de recuperar aceite y también como un medio que, una vez colocado, permite el contraste de permeabilidades de tal forma que la inyección de fluidos posteriores posibilita el acceso a las zonas no barridas con anterioridad.

A diferencia de los geles *in situ*, el PPG no bloquea por completo las zonas de alta conducción o permeabilidad. Uno de los problemas de los geles *in situ* es que si no son colocados con tiempos de gelificación adecuados éste se comporta como un cemento que puede llegar a bloquear incluso las zonas que originalmente permitían la conducción de hidrocarburo. En este caso el gel se convierte en un problema más que en una solución pues los pozos pueden dejar de producir cualquier tipo de fluido. El PPG al ser un medio discreto permite el flujo de fluidos a través de éste y la desproporcionalidad de permeabilidades efectivas se convierte en una variable que depende de la distribución del tamaño de partícula y de las propiedades hidrofílicas que posea. El PPG puede ser diseñado, preparado e inyectado desde la superficie sin cambiar considerablemente sus propiedades fisicoquímicas una vez colocado en el yacimiento. Por tanto, debe ser caracterizado en términos de propiedades básicas que

permitan evaluar su eficacia como medio para detener el avance del agua y como elemento que una vez colocado en el medio de alta conductividad incentiva la desproporción de permeabilidad efectiva que pudiese haber entre el flujo del aceite y el agua. Se han definido tres parámetros básicos que permiten evaluar la capacidad del PPG para colocarlo y detener el flujo de agua, esto es, el factor de resistencia (FR), el factor de resistencia residual (FRR) y el pico de gradiente de presión (PGP). El factor de resistencia se define como (Imqam et al., 2016a)

$$FR = \frac{\Delta p_{PPG}}{\Delta p_f} , \quad 2.1$$

donde Δp_{PPG} es el diferencial de presión que se alcanza en condiciones estacionarias cuando se fluye PPG a través del medio poroso o de la zona de alta conductividad a un determinado gasto y Δp_f es el diferencial de presión que tiene el fluido de interés (usualmente agua) a ese mismo gasto. El factor de resistencia residual se define como (Imqam et al., 2014a)

$$FRR = \frac{\Delta p_{fdPPG}}{\Delta p_{faPPG}} , \quad 2.2$$

donde Δp_{fdPPG} es el diferencial de presión que se alcanza en condiciones estacionarias cuando se fluye el fluido de interés (usualmente agua) a través del PPG que se ha colocado en el medio poroso o la zona de alta conductividad a un determinado gasto y Δp_{faPPG} es el diferencial de presión que tiene el fluido de interés antes de la colocación del PPG en el medio poroso o la zona de alta conductividad a ese mismo gasto. El pico de gradiente de presión (PGP) se define como (Imqam et al., 2014b)

$$PGP = \Delta p_{fmaxPPG} , \quad 2.3$$

donde $\Delta p_{fmaxPPG}$ es el máximo diferencial de presión que alcanza el fluido de interés a través del PPG antes de que ceda y se canalice por el mismo.

Además, de acuerdo con los experimentos que se han realizado en el laboratorio, las principales propiedades para evaluar el desempeño del PPG son:

1. Tamaño de las partículas
2. Capacidad de hinchamiento
3. Fuerza del PPG
4. Estabilidad térmica

Todas las demás propiedades medidas son un subconjunto de las antes mencionadas o las complementan. Por ejemplo, la salinidad afecta el diseño del PPG, porque afecta su tamaño, su capacidad de hinchamiento, su dureza y estabilidad térmica. A continuación, se explican a detalle el efecto de cada una de las propiedades medidas en el PPG.

2.1. Efecto del tamaño de partícula del PPG

Los geles de partículas preformadas tienen diferentes tamaños de partículas según su aplicación. Los PPG de tamaño micro a milimétrico se pueden fabricar triturando y tamizando geles secos. Es una ventaja importante de los PPG que su tamaño es ajustable (Coste et al., 2000; Bai et al., 2007a; Liu et al., 2010). La relación entre el tamaño de partícula y la garganta de poro/ancho de fractura es un parámetro importante en el diseño de un proceso de inyección con PPG. Este parámetro determina si la partícula puede tapar el área deseada de manera efectiva o no (Wang et al., 2013; Goudarzi et al., 2015). En el trabajo de Bai et al. (2007b) se investigó el proceso de tratamiento de PPG utilizando micromodelos y pruebas de desplazamiento en núcleo y demostraron que una partícula de gel hinchada puede pasar a través de la garganta de un poro, aunque su tamaño sea menor al de la partícula, si el gradiente de presión es más grande que un determinado umbral de presión. Esta presión umbral depende de la fuerza y el tamaño del gel, así como del diámetro de los poros.

Elsharafi y Bai (2016) realizaron algunas pruebas de filtración PPG para investigar el efecto del tamaño de las partículas sobre el daño en zonas de baja permeabilidad. Utilizaron muestras de núcleo con permeabilidades en el rango de 3 a 320 mD, PPG con tamaños de malla de 30, 50 a 60 y 100 a 120, y dos tipos de gel, débil y fuerte. Mostraron que, en la

mayoría de los casos, los PPG con el tamaño más pequeño (malla 100–120) el daño era más severo en las rocas.

2.2. Capacidad de hinchamiento del PPG

La capacidad de hinchamiento indica la cantidad de agua o salmuera que puede absorber una cantidad específica de PPG seco. Usualmente se emplean dos métodos para medir la capacidad de hinchamiento, esto es, el método volumétrico y el método gravimétrico.

El método volumétrico consiste en preparar una cierta cantidad de PPG con la concentración deseada en la salmuera utilizando un recipiente graduado. La suspensión se pone a la temperatura que corresponde a la de yacimiento o bien a cualquier otra temperatura de interés. El volumen de PPG hinchado se registra a intervalos de tiempo regulares hasta que el cambio de volumen es insignificante. La relación de expansión en cada momento se puede calcular usando la siguiente ecuación (Bai et al., 2013b; Kang et al., 2019; Qiu et al., 2016)

$$RH = \frac{V_h}{V_s} , \quad 2.4$$

donde RH es la relación de hinchamiento y V_h es el volumen del PPG completamente hidratado y V_s el volumen del PPG seco.

El método gravimétrico consiste en sumergir un peso conocido de PPG inicialmente seco en un volumen específico de agua durante un tiempo suficiente para que el PPG adquiera su tamaño máximo. Luego, el agua libre o en exceso se retira del PPG hinchado usando un filtro de papel. Finalmente, se mide el peso neto del PPG hinchado y la relación de hinchamiento se determina usando la siguiente ecuación (Moghadam et al., 2012; Saghafi et al., 2016; Xiaofen et al., 2009)

$$RH = \frac{w_h - w_s}{w_s} , \quad 2.5$$

donde w_h es el peso del PPG completamente hidratado y w_s el peso del PPG seco.

El método volumétrico es una prueba menos precisa comparada con el gravimétrico porque es complicado medir el volumen del PPG una vez se ha hidratado por completo, además de que el agua colocada entre las partículas de gel está incluida en el volumen medido. Esta incertidumbre no existe en el método gravimétrico. Sin embargo, cabe señalar que, en algunos casos, el método que toma en cuenta el volumen tiene resultados más valiosos en el diseño de pruebas de inyección porque el cambio en el volumen de una partícula de gel puede dar una idea de la eficiencia de colocación en términos del tamaño que se requiere para que pueda desplazarse a través de las gargantas de un medio poroso.

2.3. Fuerza del PPG

La fuerza de las partículas preformadas de gel se puede caracterizar mediante la medición del módulo elástico y viscoso. El módulo elástico o de almacenamiento (G') se define como la relación entre el esfuerzo elástico y la deformación, e indica la cantidad de energía almacenada en la estructura elástica de la muestra de PPG. El módulo de viscosidad o de pérdida (G'') se define como la relación entre el componente viscoso y el esfuerzo, y representa la cantidad de energía disipada dentro de la muestra de PPG. Si el PPG tiene un módulo de almacenamiento mayor al de pérdida se dice que el material es elástico (Franck and Germany, 1993). Tanto el módulo de almacenamiento como el de pérdida se miden con la asistencia de un reómetro. En este caso, una muestra hidratada de PPG se somete a un esfuerzo que induce una deformación en el PPG de manera cíclica. De esta manera se puede cambiar la frecuencia con la que se deforma el material, o bien, se varía el esfuerzo a una determinada frecuencia antes de que se rompa (Lenji et al., 2018; Sang et al., 2014; Bai et al., 2013b). Usualmente entre más grande es el valor de G' mejor capacidad tiene el PPG para soportar esfuerzos antes de ceder y romperse. Este comportamiento es ideal si se busca un PPG cuyas propiedades elásticas se mantengan en todo momento, ya sea durante la colocación en fracturas o en el medio poroso. A veces, es conveniente que el PPG sea débil para que las partículas que se forman por rompimiento alcancen otros sitios de colocación (Imqam et al., 2015) y contribuyan en la posible homogeneización del frente de desplazamiento en caso de que se considere un segundo desplazamiento de agua al interior del medio.

2.4. Estabilidad térmica del PPG

La estabilidad térmica del PPG determina los intervalos de temperatura y tiempo en los que PPG puede mantener su eficiencia y rendimiento. Se puede evaluar por diferentes métodos, esto es, cambiando el módulo elástico con el tiempo o mediante análisis termogravimétrico. En el primer caso, la estabilidad térmica se define como el tiempo al cual el PPG conserva sus propiedades viscoelásticas (G' y G'') en un determinado valor o porcentaje a una determinada temperatura (Bai et al., 2007a). En el segundo caso, se analizan cambios fisicoquímicos en los elementos que componen al PPG mediante termogramas. En los termogramas se analizan los cambios de peso, de composición (por emisión) en función de la variación en la temperatura y con ello se determina la temperatura a la cual la estructura del PPG cambia o se rompe (Baghban Salehi et al., 2019).

2.5. Aplicación de PPG en pruebas experimentales y de campo

Seright (1995) planteó una serie de criterios para que la aplicación de geles en general sea considerada exitosa como medio para detener el avance de agua. En particular se hace hincapié en la importancia de la colocación del gel. Por un lado, se considera como un éxito si se logra aumentar la conductividad o la permeabilidad al gel en las fracturas y para lograrlo se requiere que la viscosidad del gel sea lo suficientemente baja para las velocidades de corte que se desarrollan en sitio. La modificación de la viscosidad de los geles afecta directamente el desplazamiento y colocación de éstos. Es regla general que un gel con una viscosidad baja tiene un mayor alcance en la zona que se quiere impactar. Otro aspecto importante es que una vez colocado el gel en las fracturas que existen en el yacimiento deben permitir el flujo del aceite, pero no del agua o el gas para evitar una presencia temprana de estos fluidos.

El uso de partículas preformadas de gel (PPG) para controlar la eficiencia de barrido de agua en el yacimiento se inició con una prueba piloto en 1997 en el campo Zhongyuan por PetroChina (Bai, 1999). El campo estaba conformado por areniscas con una permeabilidad promedio de 121 mD sin la presencia de fracturas naturales o fracturas creadas, pero sí existían estratos de alta conductividad. Este yacimiento tenía condiciones que se consideran extremas, es decir, temperatura (107 °C) y salinidad (150000 ppm) elevadas. La inyección

de agua en el campo como parte de un proceso de recuperación secundaria había comenzado en 1979 y como consecuencia de la alta permeabilidad que tenía en algunas zonas se presentó una rápida comunicación entre el pozo inyector y los pozos productores. Antes de introducir PPG al yacimiento se realizaron pruebas con trazador, las cuales revelaron una comunicación franca entre varios pozos ya que el trazador se manifestaba en los pozos monitores en tan solo dos días después de inyectarlo. La prueba piloto con PPG se consideró exitosa (**Figura 2.1**) por lo que se decidió masificarlo dos años después. A la fecha, en China aproximadamente 4000 pozos han sido tratados usando PPG o combinaciones de PPG con otros geles. Nótese que, para las condiciones de la prueba, esto es, una temperatura de 107°C y salinidad total de 150000 ppm, los geles convencionales (geles *in situ*) de baja concentración no cumplían con el requerimiento de termoestabilidad por un tiempo prolongado. La prueba llevada a cabo en el campo Zhongyuan requería que el gel permaneciera estable por más de un año y el gel convencional no tenía estas características.

La **Figura 2.1** compara el cambio en la producción de aceite antes y después del tratamiento en el campo Zhongyuan. Después de la exitosa prueba de campo, los tratamientos con gel de partículas de geles preformados (PPG) comenzaron a tener relevancia como posible alternativa tecnológica para el control de producción de agua en yacimientos que tenían canales preferenciales de flujo.

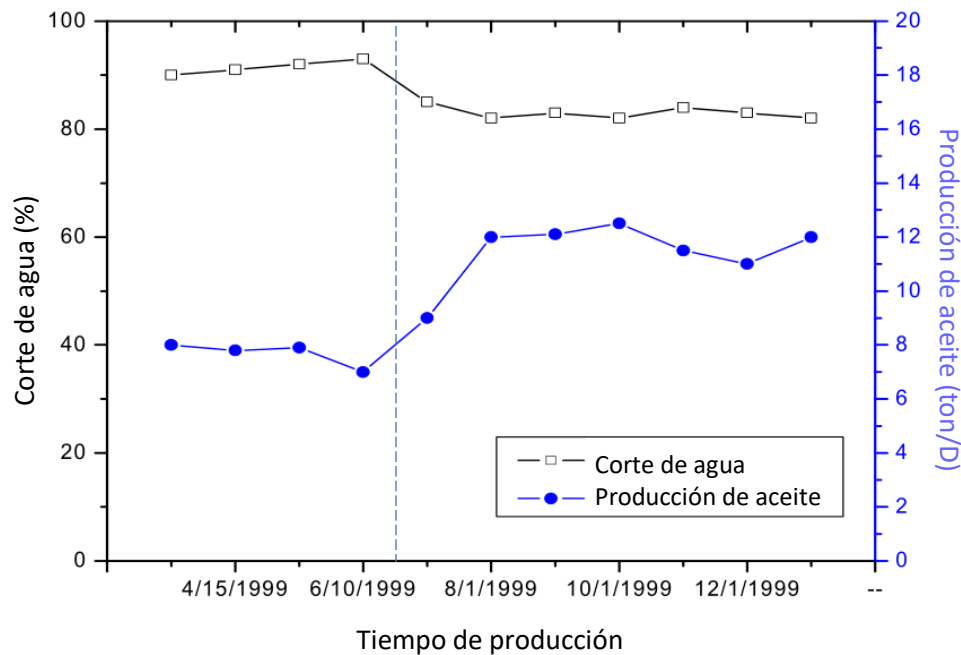


Figura 2.1. Curva de producción antes y después del tratamiento de PPG. (Bai et al., 1999). La línea discontinua muestra el tiempo para el cual inició el tratamiento.

Harris y Heath (1998) caracterizaron las propiedades reológicas en función de la hidratación y entrecruzamiento que afectan a los geles. En las pruebas experimentales se encontró que la viscosidad depende del grado de deshidratación del polímero, además demostraron que esta deshidratación también depende de las dimensiones de la fractura en la cual está fluyendo el gel. Una vez que se excede un determinado gradiente de presión el gel es insensible al gasto, por lo que para lograr el mejor alcance de inyección de geles se debe de utilizar el gasto más alto posible. Bai et al. (2007a) analizaron la capacidad de hinchamiento y la correlación que ésta tiene con el módulo elástico para evaluar la calidad del PPG. Estos autores consideraron como parámetros importantes la salinidad, el pH y la temperatura. Encontraron que mientras más alto son el pH y la salinidad, más rígido es el PPG. La temperatura por otra parte afecta la estructura del PPG y si es alta (mayor a 100 °C) lo degrada. En este trabajo también presentan criterios para selección de pozos que tienen posibilidades de ser efectivos al aplicarle el PPG. Bai et al. (2007b) han estudiado también el efecto que tiene la propagación y colocación del PPG a través de empacamientos de arena y micromodelos en sus propiedades elásticas. Encontraron que la extrusión tenía un rol importante conforme el gel se colocaba. Además, se observaron seis patrones durante su propagación: PPG fluyendo sin

deformación, fluyendo con deformación, absorción, entrapamiento, ruptura, y encogimiento. Zhang y Bai (2010) elaboraron modelos transparentes para ver la propagación de PPG a través de fracturas. Observaron que el PPG se propaga en forma de pistón durante la inyección y que los factores que afectan la inyección y el bombeo del PPG son: ancho de fractura y el gasto volumétrico empleado. Esta observación es muy importante pues muestra que el PPG no se mueve como un fluido con sólidos uniformemente dispersos, sino que suele formar paquetes. También encontraron que la presión de inyección a la entrada disminuye con el aumento de la concentración de salinidad. Imqam et al. (2014a; 2014b; 2015; 2016) describieron los resultados de la inyección de PPG en modelos de fractura y en empacamientos de arena donde se utilizaron los resultados experimentales para desarrollar y validar modelos semi analíticos con el fin de diseñar y optimizar la inyección de gel. Almohsin et al. (2014) estudiaron varios factores que afectan la inyectividad y la eficiencia del bombeo del PPG en conductos durante el tratamiento para el control de agua. Llevaron a cabo varios experimentos para determinar el tamaño de la abertura de los conductos y la eficiencia de bombeo. Los resultados mostraron que el gel débil tiene una menor presión de inyección en comparación con el gel fuerte. El factor de resistencia FR aumentó a medida que la concentración de salmuera y el tamaño de la abertura del conducto aumentan. El PPG puede reducir significativamente la permeabilidad de un canal abierto y su eficiencia de taponamiento depende en gran medida de la resistencia de las partículas y el tamaño de la abertura del canal. Observaron que el tamaño de partícula de PPG se redujo durante su transporte a través de los canales debido a la deshidratación y a su disgregación. Esta investigación proporciona información valiosa sobre el diseño de mejores tratamientos de gel de partículas milimétricas destinados a ser utilizados en grandes aberturas, incluyendo fracturas abiertas, vóculos, y canales con alta permeabilidad en general.

Capítulo 3

Modelo para predecir y caracterizar el gradiente de presión debido al flujo de partículas preformadas de gel a través de un medio poroso

La inyección de partículas preformadas de gel (PPG) en yacimientos petroleros es un método eficiente para bloquear el flujo de agua en zonas de alta conductividad y diversificar el flujo hacia zonas no barridas con el objetivo de incrementar el factor de recuperación de aceite (Bai et al., 2008). Por esta razón, es trascendental entender los mecanismos de colocación a través de la formación o el medio poroso.

El transporte de PPG a través de un medio poroso, a diferencia del flujo con partículas sólidas suspendidas, conlleva mecanismos de propagación en donde la deformación de las partículas juega un papel fundamental para que éstas estén en posibilidad de atravesar las zonas de interés bajo gradientes de alta presión. A medida que las partículas deformables se mueven pueden existir procesos tales como: esfuerzo de corte de las partículas sobre la superficie de los poros, el bloqueo mecánico de la garganta de poro debido a diferencias de tamaño (proceso de exclusión o filtrado), deformación no elástica una vez que pasó por la garganta de poro, o bien, la ruptura o cambio de tamaño por efecto de la extrusión (Goudarzi et al., 2015; Chuanjin et al., 2017; Jing et al., 2017; Imqam et al., 2018 Shuaijun et al., 2021).

Se han llevado a cabo varios experimentos de desplazamiento de PPG en medios porosos para evaluar el efecto de diferentes propiedades tales como: tamaño de partícula, módulo elástico, salinidad o la compresibilidad en el gradiente de presión (Bai et al., 2007b; Goudarzi et al., 2015; Imqam et al., 2015a, 2015b; Imqam and Bai, 2015; Jing et al., 2017; Imqam et al., 2018). Sin embargo, dada la complejidad del PPG como medio deformable, la modelación teórica para predecir y caracterizar el comportamiento de flujo a través del medio poroso se ha desarrollado en menor medida. Por ejemplo, recientemente Yongge et al. (2017) propusieron un modelo de simulación numérica con base en la teoría de exclusión por tamaño, que describe el gradiente de presión en un flujo en estado no estacionario cuando una solución de agua-con partículas deformables fluye a través de un medio poroso homogéneo. Este modelo se ajusta bien a los datos experimentales, pero requiere muchos

parámetros que son difíciles de medir experimentalmente. Por otra parte, Jin et al. (2017) desarrollaron un modelo teórico para determinar el umbral de presión necesario para la entrada de partículas deformables a través de las gargantas de los poros en función del módulo elástico, la relación de Poisson, la relación del diámetro de la partícula a la garganta y el coeficiente de fricción. También descubrieron que cuando la relación entre el diámetro de la partícula y la garganta es mayor o igual a tres, es posible que la partícula se rompa. Imqam et al. (2018) llevaron a cabo experimentos de desplazamiento de gel de partículas preformadas a través de areniscas no consolidadas en el que encontraron que la propagación presenta diferentes escenarios, esto es, 1) baja retención y traslado de partículas de gel; 2) alta retención y traslado de partículas de gel; 3) alta retención, ruptura y traslado de partículas de gel; y 4) acumulación y taponamiento de partículas de gel. Shuaijun et al. (2021) desarrollaron un modelo que considera al medio poroso como un haz de tubos capilares y analizaron la influencia de diferentes parámetros de flujo de gel de partículas preformadas en el gradiente de presión. Este modelo funciona bien para condiciones de flujo en estado estacionario, pero no se presentan resultados para el caso en que el gel se mueve en condiciones transitorias. De acuerdo con lo revisado en la literatura especializada, hasta este momento no existe un modelo teórico simple que permita predecir el gradiente de presión necesario para colocar PPG en el medio poroso en condiciones de tipo estacionario y transitorio. Tal modelo permitiría reducir el número de experimentos necesarios para caracterizar su comportamiento de flujo, además de mejorar la comprensión de los fenómenos que ocurren en el medio poroso.

En este Capítulo, se desarrolló un modelo semianalítico simple para describir el comportamiento de presión del PPG en términos de tamaño de partícula, permeabilidad, porosidad, compresibilidad y propiedades viscoelásticas tales como: coeficiente de viscosidad, módulo elástico y factor de fricción, bajo condiciones de flujo transitorio y estacionario. El modelo fue validado con datos experimentales reportados en la literatura y permitió profundizar en la comprensión del mecanismo de transporte de las partículas preformadas de gel a través de un medio poroso.

3.1. Modelamiento del flujo de partículas preformadas de gel como un pseudo-fluido que depende de la presión.

Esta sección presenta las bases teóricas del modelo propuesto para el flujo de partículas preformadas de gel en condiciones estacionarias y transitorias. El PPG se asume como un fluido complejo con una fuerte dependencia local de la presión en las propiedades de viscosidad y densidad cuando fluye a través de un medio poroso. El mecanismo de incremento en las propiedades viscoelásticas de las partículas de gel se considera similar al incremento en la viscosidad durante el desplazamiento de polímeros a través del medio poroso, por lo tanto, el modelo de viscosidad dependiente de la presión para polímeros se puede utilizar para calcular la viscosidad de las soluciones de PPG. Para describir la dependencia de la presión de la viscosidad μ se propone una ley lineal, es decir,

$$\mu = \mu_0(1 + \beta p) \quad , \quad 3.1$$

donde p es la presión manométrica del fluido, μ_0 es la viscosidad de referencia a la presión manométrica cero y $\beta > 0$ es un parámetro al que a menudo se hace referencia como el coeficiente de dependencia de la viscosidad-presión. La ecuación 3.1 es una ley lineal conocida como ley de Barus (Barus, 1891) y se ha utilizado en una amplia gama de aplicaciones en las que la viscosidad del fluido se ve afectada por cambios repentinos de presión locales, como los que se producen durante los procesos de extrusión para los polímeros.

El PPG se comprime en las gargantas de los poros hasta que alcanza una presión umbral a la cual puede atravesarlas, por lo tanto, se considera que este mecanismo afecta su densidad local a medida que se propaga el frente de partículas. En este caso se propone una ecuación de estado lineal que relaciona la densidad del PPG con la presión como se muestra a continuación:

$$\rho = \rho_0(1 + \varepsilon p) \quad , \quad 3.2$$

donde ρ_0 es la densidad del PPG a la presión de referencia manométrica cero y $\varepsilon > 0$ es la compresibilidad isotérmica considerada como constante.

3.1.1. Modelo de desplazamiento de PPG a través de un medio poroso en condición transitoria

En el caso de flujo transitorio donde el fluido se asume con una viscosidad y densidad dependientes de la presión, la ecuación de difusividad para un medio poroso se puede describir mediante

$$\frac{k}{\varepsilon\mu_0} \nabla \cdot \left(\frac{1 + \varepsilon p}{1 + \beta p} \nabla p \right) = \frac{\partial p}{\partial t} \quad , \quad 3.3$$

donde k es la permeabilidad de la roca. Si se considera flujo lineal unidimensional, la ecuación se simplifica a:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\frac{1 + \varepsilon p}{1 + \beta p} \right) \frac{\partial p}{\partial x} \right] = \eta \frac{\partial p}{\partial t} \quad , \quad 3.4$$

con

$$\eta = \frac{\varepsilon\mu_0}{k} \quad . \quad 3.5$$

Para resolver la ecuación 3.4 se propone un cambio de variable tal como la que se utiliza para describir una función de tipo onda viajera, esto es,

$$z = \lambda t - x \quad . \quad 3.6$$

La ecuación 3.4 se convierte en

$$\frac{d}{dz} \left(\frac{1 + \varepsilon p}{1 + \beta p} \frac{dp}{dz} \right) = \lambda \eta \frac{dp}{dz} \quad . \quad 3.7$$

Integrando la ecuación 3.7, se obtiene

$$\frac{1}{C_1 \beta - \lambda \eta} \ln [C_2 (1 + \beta p)^{(\beta - \varepsilon)/\beta} (C_1 + \lambda \eta p)^{(C_1 \varepsilon - \lambda \eta)/\lambda \eta}] = z = \lambda t - x \quad , \quad 3.8$$

donde C_1 and C_2 son constantes de integración. Jing et al. (2017) y Shuaijun (2021) mostraron que se requiere de una presión umbral p_0 para que las partículas de gel pasen a través de una restricción tal como la que impone una garganta de poro. Si se asume que el frente de partículas en $z = 0$, se mueve con presión constante $p = p_0$, y que para $z \rightarrow -\infty$, $p = 0$, entonces $C_1 = 0$ y $C_2 = \frac{\lambda \eta p_0}{(1 + \beta p_0)^{(\beta - \varepsilon)/\beta}}$. Por lo tanto, la ecuación 3.8 se convierte en

$$-\frac{1}{\lambda \eta} \ln \left[\frac{p_0}{p} \left(\frac{1 + \beta p}{1 + \beta p_0} \right)^{(\beta - \varepsilon)/\beta} \right] = \lambda t - x \quad , \quad 3.9$$

y p_0 puede ser calculada a través de la relación propuesta por Jing et al. (2017), es decir,

$$p_0 = \frac{4fE}{1-v^2} \left[\frac{2}{3} \left(\frac{r_p}{r_{eq}} \right)^2 \sqrt{\left(\frac{r_p}{r_{eq}} \right)^2 - 1} - \frac{1}{6} \sqrt{\left(\frac{r_p}{r_{eq}} \right)^2 - 1} - \frac{1}{2} \left(\frac{r_p}{r_{eq}} \right)^2 \arcsin \sqrt{1 - \left(\frac{r_{eq}}{r_p} \right)^2} \right] , \quad 3.10$$

donde f es el coeficiente de fricción, E es el módulo elástico, v es la relación de Poisson, r_p es el radio de la partícula y r_{eq} es el radio equivalente de la garganta del poro. Además, el radio equivalente de la garganta del poro se puede calcular a partir de la relación de Kozeny-Carman,

$$r_{eq} = \sqrt{\frac{8k}{\phi}} . \quad 3.11$$

La ecuación que describe la relación implícita entre la presión de entrada p_{in} y t , es la siguiente

$$-\frac{1}{\lambda^2 \eta} \ln \left[\frac{p_0}{p_{in}} \left(\frac{1 + \beta p_{in}}{1 + \beta p_0} \right)^{(\beta - \varepsilon)/\beta} \right] = t . \quad 3.12$$

La ecuación 3.12 se puede utilizar para calcular la presión de inyección del PPG a través de un medio poroso en diferentes escenarios de propagación o desplazamiento. La **Figura 3.1** muestra el efecto que tiene el parámetro de difusividad η sobre el comportamiento de la presión en el tiempo.

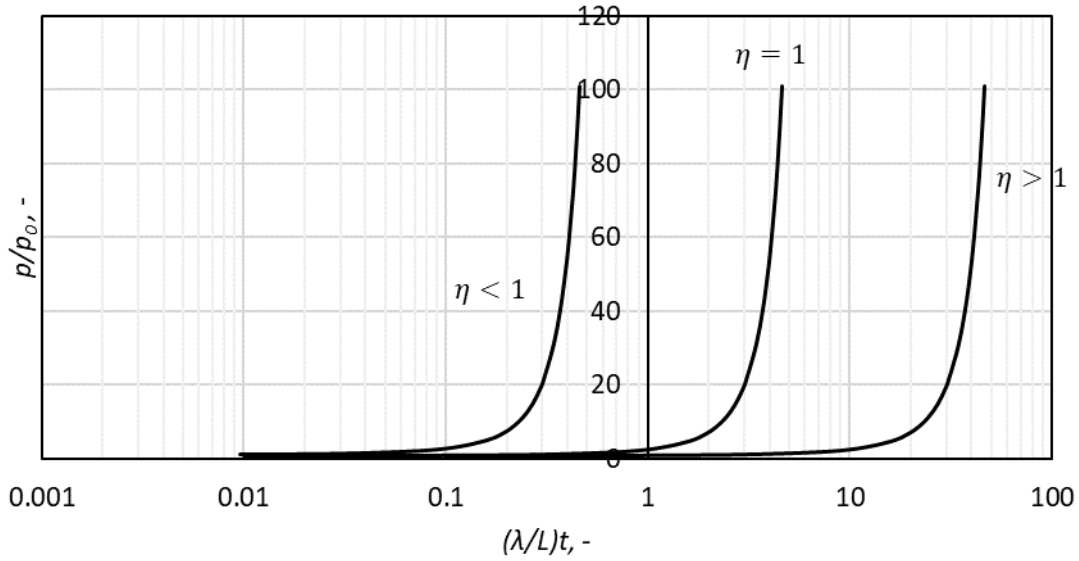


Figura 3.1. Efecto del parámetro de difusividad η en el gradiente de presión que induce el desplazamiento del PPG a través del medio poroso con el tiempo. La presión y el tiempo están adimensionalizados con p_0 y λ/L , respectivamente. L -longitud del medio poroso.

La **Figura 3.2** muestra la influencia que tiene la diferencia entre β y ε . Si las propiedades viscosas superan las de compactación, la presión necesaria para transportar el fluido aumenta considerablemente en un corto período de tiempo. Sin embargo, si predominan las propiedades de compactación, entonces parte de la energía se utiliza para compactar el fluido en lugar de hacerlo avanzar, como lo estipula la ecuación 3.4, ya que el parámetro ε influye directamente en el coeficiente de difusividad.

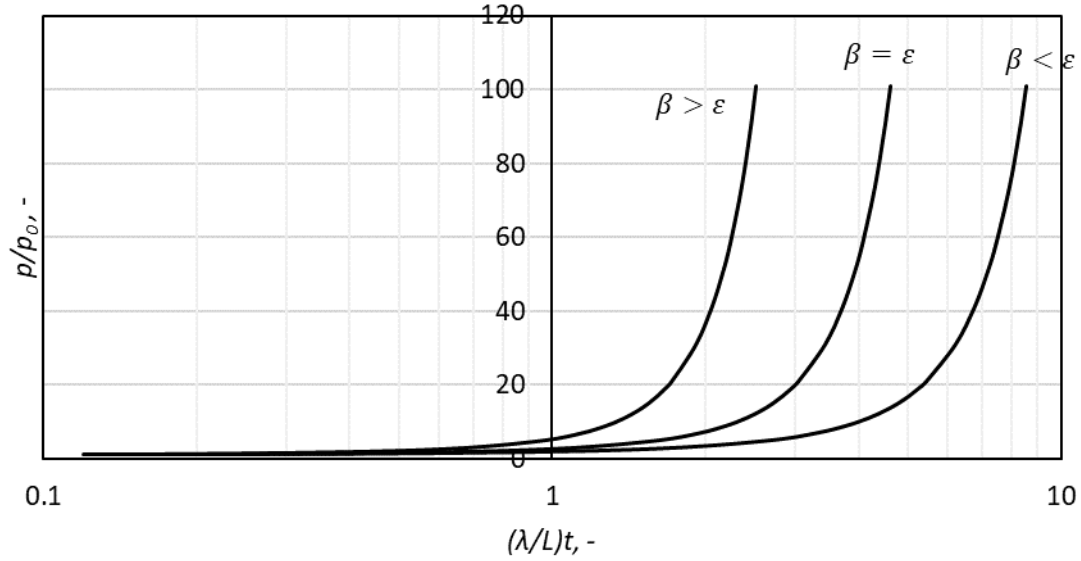


Figura 3.2. Efecto del parámetro β y ϵ en el gradiente de presión que induce el desplazamiento del PPG a través del medio poroso con el tiempo. La presión y el tiempo están adimensionalizados con p_0 y λ/L , respectivamente. L -longitud del medio poroso.

3.1.2. Modelo de desplazamiento de PPG a través de un medio poroso en condición estacionaria

En el caso de flujo constante con una viscosidad y densidad dependientes de la presión, no existe dependencia del tiempo. Por lo tanto, la ecuación 3.5 toma la forma

$$\frac{d}{dx} \left[\left(\frac{1 + \epsilon p}{1 + \beta p} \right) \frac{dp}{dx} \right] = 0 \quad , \quad 3.13$$

así,

$$\left[\left(\frac{1 + \epsilon p}{1 + \beta p} \right) \frac{dp}{dx} \right] = - \frac{\mu_0 q}{k \rho_0 A} \quad , \quad 3.14$$

y, por lo tanto

$$\int_p^{p_0} \frac{1 + \varepsilon p}{1 + \beta p} dp = -\frac{\mu_0 q}{k \rho_0 A} \int_0^L dx \quad , \quad 3.15$$

finalmente,

$$\frac{\beta - \varepsilon}{\beta^2} \ln \left(\frac{1 + \beta p}{1 + \beta p_0} \right) + \frac{\varepsilon}{\beta} (p - p_0) = \frac{\mu_0 L q}{k \rho_0 A} \quad , \quad 3.16$$

donde L es la longitud del medio poroso, q/ρ_0 es el gasto volumétrico, k es la permeabilidad, y A es el área de la sección transversal por donde fluye el fluido.

3.2. Ejemplo de aplicación

Con base en el modelo teórico propuesto en este Capítulo, es posible analizar el comportamiento de la presión para condiciones de flujo en estado estacionario y no estacionario para gel de partículas preformadas (PPG), a partir de datos experimentales reportados en trabajos anteriores. Por ejemplo, los datos experimentales obtenidos por Imqam et al. (2018) se tomaron como referencia y se analizaron en esta tesis porque tienen suficientes propiedades medidas para alimentar el modelo. La **Tabla 3.1** presenta todas las propiedades y parámetros utilizados para ajustar el modelo teórico a los datos experimentales de Imqam et al. (2018), tanto para el caso no estacionario como para el estacionario.

Tabla 3.1. Propiedades y parámetros utilizados para ajustar el modelo teórico propuesto a los datos reportados por Imqam et al. (2018).

k	ϕ	μ_0	λ	ε	β	ρ_0	r_p	r_{eq}	f	E	ν
D	-	cp	cm/s	atm ⁻¹	atm ⁻¹	g/ml	μm	μm	-	atm	-
26.5	0.39	228	0.0023	2.0	0.67	1.0	135	23.3	11	0.01	0.4

Acerca del experimento desarrollado por Imqam et al. (2018), se inyectó una solución de partículas deformables con un gasto volumétrico de 2 mL/min a través de un empacamiento de arena colocado de manera horizontal (diámetro 2.5 cm y 91.4 cm de largo) con permeabilidad de 26.5 D y porosidad de 0.39. La presión se registró sobre cuatro puntos ubicados a lo largo de la columna empacada. El análisis de la viscosidad aparente cuando se alcanzan condiciones de flujo estacionario para las diferentes secciones del empacamiento de arena muestra que la viscosidad depende de la presión promedio en esa sección, como se considera en la ecuación 3.1 (ver **Figura 3.3**).

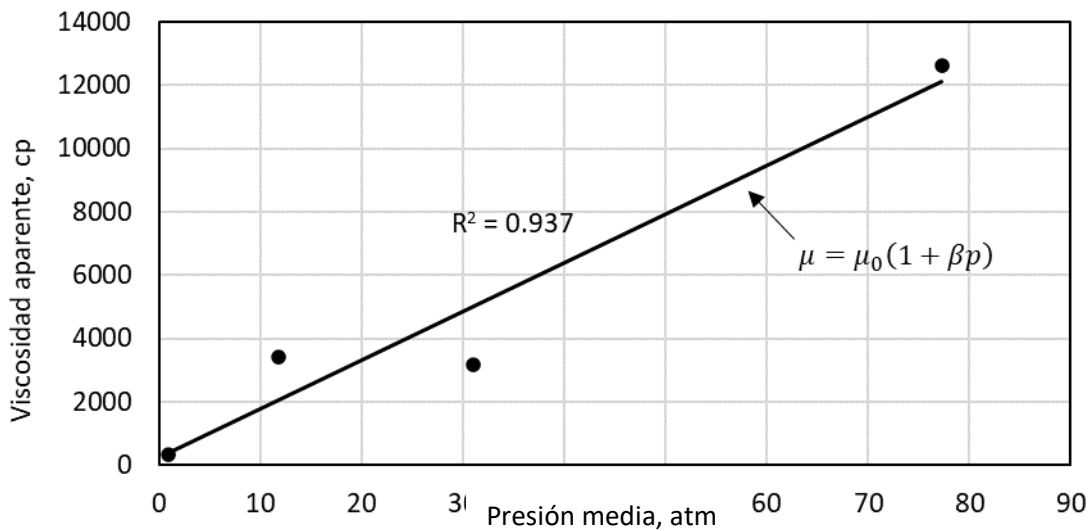


Figura 3.3. Viscosidad aparente del PPG en función de la presión promedio para diferentes secciones del empacamiento de arena no consolidada. Parámetros obtenidos a partir de datos experimentales

(Imqam et al., 2018): $\mu_0 = 228 \text{ cp}$ y $\beta = 0.67 \text{ atm}^{-1}$.

La **Figura 3.4** muestra los datos experimentales y el modelo propuesto ajustado para PPG que fluye a través de un medio poroso en condiciones de flujo en estado no estacionario. El comportamiento de la presión indica que el frente de partículas se mueve lentamente sobre el medio poroso debido a que fue necesaria la inyección de varios volúmenes porosos para observar un aumento de presión en los puntos de registro. En este caso, la compactación de las partículas juega un papel importante en la propagación.

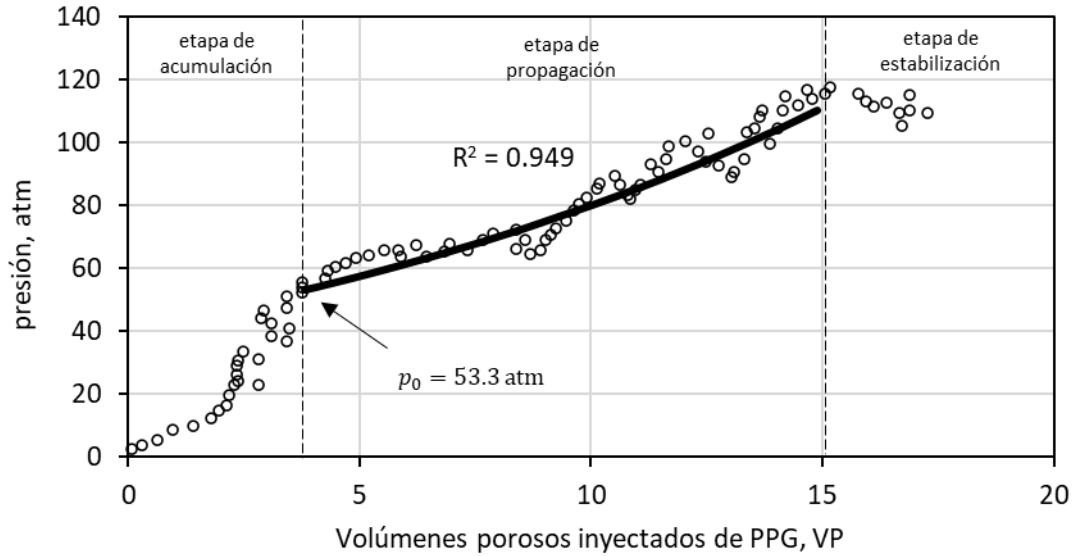


Figura 3.4. Comportamiento de la presión de entrada de PPG y modelo de ajuste para un empacamiento de arena no consolidada con una permeabilidad de 26.5 D. Datos experimentales de Imqam et al. (2018).

La presión de entrada presenta tres etapas. En la primera etapa, hay un aumento lineal de la presión con los primeros volúmenes porosos, debido al posicionamiento continuo del PPG en la entrada del empacamiento. Posteriormente, la presión aumenta debido a que las partículas se acumulan en la entrada, creando una cobertura de PPG cuyo espesor se incrementa hasta alcanzar el umbral de presión, p_0 , necesario para ingresar al medio poroso. El umbral de presión p_0 cobra relevancia ya que predice la presión requerida para que el gel entre y se mueva dentro del medio poroso. Este parámetro depende de las propiedades de la partícula, es decir, del módulo elástico, de la relación de Poisson, del diámetro de la partícula, del coeficiente de fricción (ecuación 3.10) y las propiedades intrínsecas del medio poroso tales como permeabilidad y porosidad (ecuación 3.12). Todas estas propiedades pueden medirse experimentalmente, excepto tal vez el factor de fricción, f , parámetro que debe ajustarse. Este es un parámetro que se ve afectado por la rugosidad de los granos que componen el medio poroso y se deben realizar mediciones al respecto para poder caracterizarlo en detalle. Sin embargo, su influencia se puede observar en los datos reportados por Imqam et al. (2018) porque encontraron que el PPG ingresaba y se propagaba fácilmente

dentro de un medio poroso cuando tenía saturación de aceite residual (S_{or}) en comparación con cuando no la tenía. La presencia del aceite actuó como un lubricante que disminuyó el factor de fricción y por lo tanto la presión umbral $p_0 = 88.6$ psi a S_{or} . Mientras que sin S_{or} el PPG no se propagaba a pesar de que la presión era mayor de 2500 psi en la entrada.

El comportamiento de presión de la segunda etapa corresponde al desplazamiento de las partículas deformadas a través del medio poroso. Dado que no hay cambio en la tendencia de los datos experimentales, se infiere que las partículas ya no se deforman. En la tercera etapa se observa que la presión se estabiliza porque ha alcanzado el estado estacionario.

El coeficiente de viscosidad β del modelo ajustado a los datos experimentales de la **Figura 3.4** mostró que la dependencia de la viscosidad con la presión fue menor en comparación con el coeficiente de compresibilidad isotérmica, ε . Esto se debe a que el PPG ingresó al medio poroso, sus propiedades viscoelásticas ya no se veían influenciadas por las restricciones impuestas por el tamaño de la garganta de los poros y por lo tanto por la presión local a la que estaría sometido. Sin embargo, el coeficiente de compresibilidad isotérmica fue más alto porque las partículas tenían que agruparse y probablemente moverse secuencialmente a medida que se colocaban a través del medio poroso (O'Connell et al., 2019).

Si la aproximación de la densidad de PPG se considera en términos de concentración de partículas, φ , y densidades de fluido, ρ_f , y de la partícula, ρ_p (Di Felice et al., 1991), entonces

$$\rho = \rho_f(1 - \varphi) + \rho_p \quad . \quad 3.17$$

Por lo tanto, de las ecuaciones 3.2 y 3.17 y considerando que la densidad inicial es igual a la densidad del fluido en solución, se tiene que el PPG aumenta su concentración de partículas a medida que se coloca a través del medio poroso en función de la presión y la compresibilidad, es decir,

$$\varphi = \frac{\rho_f}{\rho_p - \rho_f} \varepsilon p \quad . \quad 3.18$$

En el caso que se muestra en la **Figura 3.4**, por ejemplo, si la concentración de PPG original era de 800 ppm, con una presión de 53.3 atm en la entrada, y se supone $\rho_p=1.1$ g/mL y $\rho_f=1,0$ g/mL, entonces es necesaria una concentración de 1066 ppm para que las partículas se propaguen a través del medio poroso. Esta afirmación habría que confirmarla experimentalmente, aunque hay algunos resultados que apuntan en esta dirección (Chuanjin et al., 2017).

3.3. Determinación del factor de resistencia (FR)

Tradicionalmente, el factor de resistencia (FR) se ha utilizado para estimar la instalación en la que se coloca el PPG a través de un medio poroso. El factor de resistencia se define como

$$FR = \frac{\Delta p_{PPG}}{\Delta p_f} , \quad 3.19$$

donde Δp_{PPG} es el diferencial de presión que se alcanza en condiciones estacionarias cuando se fluye PPG a través del medio poroso o de la zona de alta conductividad a un determinado gasto y Δp_f es el diferencial de presión que tiene el fluido de interés (usualmente agua) a ese mismo gasto. Si los parámetros involucrados para caracterizar el comportamiento de presión que desarrolla el PPG son independientes de las condiciones de flujo, entonces el FR también debe inferirse de ellos. Así, basta considerar los mismos parámetros y el modelo correspondiente (ecuación 3.16) para realizar el cálculo. La **Figura 3.5** muestra los datos experimentales reportados por Imqam et al. (2018), y el correspondiente modelo del factor de resistencia, FR ajustado.

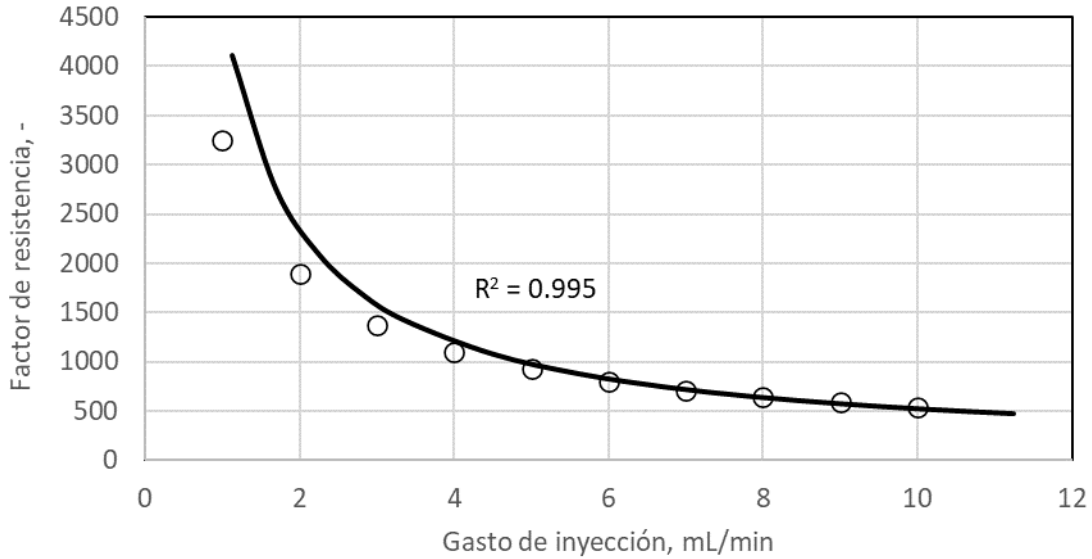


Figura 3.5. Factor de resistencia a diferentes gastos de inyección de PPG. Datos experimentales de Imqam et al. (2018).

3.4. Conclusiones

Tomando como referencia la ecuación de difusividad, se ha desarrollado un modelo semi-analítico para analizar el comportamiento del gradiente de presión cuando PPG fluye a través de un medio poroso. Con este modelo fue posible reproducir las condiciones de flujo transitorio y estacionario considerando las propiedades del PPG tales como compresibilidad, coeficiente de viscosidad, coeficiente de atrapamiento, módulo elástico, tamaño de partícula y factor de fricción, lo que permite reducir el número de experimentos necesarios para predecir el gradiente de presión bajo diferentes escenarios. De acuerdo con el modelo propuesto, se infiere que el frente de PPG se mueve sobre un medio poroso con forma de onda viajera con un frente de avance que se mueve a velocidad constante. La elasticidad, el factor de fricción y la desproporción entre el tamaño de la partícula y el del poro tienen un papel importante ya que están asociados al esfuerzo inicial que requiere el gel para entrar al medio poroso. Finalmente, y con base a los datos analizados, los efectos de la presión en el PPG afectan en menor medida su viscosidad en comparación con su compresibilidad.

Capítulo 4

Comportamiento del diferencial de presión durante el flujo de agua a través de las partículas preformadas de gel (PPG)

El gel de partículas preformadas (PPG) es una tecnología eficiente que se coloca en zonas de alta conductividad del yacimiento de petróleo para la conformidad y el control del agua. Se han llevado a cabo muchos experimentos y varias pruebas de campo para evaluar su desempeño en términos de propiedades tales como salinidad, tamaño de partícula, módulo de almacenamiento y temperatura (Bai et al., 1999; 2007a; 2007b; Imqam et al., 2014a; 2014b; 2015; 2016a; 2016b). Sin embargo, no existe un modelo teórico simple que describa el mecanismo de control del flujo de agua debido al comportamiento del medio. En este Capítulo se propone un modelo simple, práctico y preciso para predecir y describir la evolución del gradiente de presión cuando el agua fluye a través de un medio poroso hecho de PPG granular deformable. El modelo propuesto se evaluó con experimentos propios. A través de los parámetros característicos del modelo se encontró que el comportamiento de la presión del PPG desarrolló dos mecanismos, esto es, compactación y canalización. Este modelo se puede utilizar para evaluar la capacidad de PPG para desviar el agua en una posterior reinyección a zonas no barridas y potencialmente ricas en petróleo.

4.1. Modelo teórico propuesto para describir el comportamiento del flujo de agua a través del PPG

Un medio poroso compuesto de partículas preformadas de gel (PPG) que permanece estacionario es deformable y su permeabilidad y porosidad dependen de la presión. Evidentemente, la presencia de PPG en canales y fracturas altamente conductivos, y la dependencia de la presión en la deformación de tales partículas, afectan el comportamiento del flujo de fluidos. La perturbación en el flujo de fluido se cuantifica a través de la permeabilidad. En este caso se propone un modelo semi-empírico en el que la permeabilidad tiene una dependencia de la presión:

$$k(p) = k_0 \left(\frac{p_0}{p_0 - p} \right)^m \quad 4.1$$

donde p es la presión manométrica local del fluido, p_0 es un valor de referencia que es una función de un parámetro ajustable v (ver Ecuación A.18, Apéndice A), y representa el esfuerzo de deformación en el PPG (ya sea por compactación o comportamiento de canalización), k_0 es la permeabilidad en condiciones iniciales y m es el índice de sensibilidad al esfuerzo. Para flujo de fluido no estacionario y permeabilidad dependiente de la presión $k(p)$, la ecuación es

$$(\nabla \cdot (k(p)\nabla p)) = \mu\phi c_t \frac{\partial p}{\partial t} \quad 4.2$$

donde μ es la viscosidad, ϕ es la porosidad, c_t es la compresibilidad y t es el tiempo.

Si se combinan las ecuaciones 4.1 y 4.2, y se supone un flujo lineal unidimensional, se obtiene la ecuación 4.3:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[k_0 \left(\frac{p_0}{p_0 - p} \right)^m \frac{\partial p}{\partial x} \right] = \mu\phi c_t \frac{\partial p}{\partial t} \quad 4.3$$

Reordenando la ecuación 4.3,

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\left(\frac{1}{p_0 - p} \right)^m \frac{\partial p}{\partial x} \right) = a \frac{\partial p}{\partial t} \quad 4.4$$

donde $a = \mu\phi c_t / k_0 p_0^m$. Para simplificar el tratamiento matemático, se aplica un cambio de variable,

$$w = p_0 - p \quad 4.5$$

Sustituyendo la ecuación 4.5 en la ecuación. 4.4, resulta,

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\left(\frac{1}{w} \right)^m \frac{\partial w}{\partial x} \right) = a \frac{\partial w}{\partial t} \quad 4.6$$

En condiciones transitorias, el fluido ingresa al PPG a presión cero ($p = 0$). Por lo tanto, la condición inicial es,

$$w(x = 0, t = 0) = p_0 \quad 4.7$$

Dado que el gasto volumétrico, q , es constante en la entrada, la condición de frontera es,

$$\left[\frac{A}{\mu} k_0 \left(\frac{p_0}{w} \right)^m \frac{\partial w}{\partial x} \right]_{x=0} = -q \quad 4.8$$

Al resolver la ecuación 4.6 (ver Apéndice A), se encuentra que la presión en la entrada del PPG es la siguiente:

$$p(x = 0, t) = \frac{\mu q \nu}{A k_0} \left(1 - e^{\frac{k_0(1-\nu^2)}{4\phi\mu c_t \nu^2} t} \right) \quad 4.9$$

ν es un parámetro de mecanismo intrínseco asociado a la deformación PPG y tiene un impacto directo en el comportamiento de la presión. Si $-1 < \nu < 0$, entonces el término exponencial en la ecuación 4.9 es positivo y la presión aumenta indefinidamente con el tiempo. En este caso, el PPG se comporta como una barrera al flujo, lo que ocurre si se compacta. Si $\nu > 1$, entonces el término exponencial en la ecuación 4.9 es negativa y la presión aumenta con el tiempo hasta alcanzar el límite $\mu q \nu / A k_0$. En esta situación, el flujo de fluido experimenta un aumento de presión que tiende a estabilizarse por tiempos prolongados, como es de esperar cuando se produce la canalización. Por lo tanto, $-1 < \nu < 0$ representa la compactación del PPG y $\nu > 1$ la formación de canales. Si $-\infty < \nu \leq -1$ o $0 < \nu < 1$ entonces $p < 0$ y carece de significado físico.

Con respecto a la condición de estado estacionario (ver Apéndice A), la presión de entrada es

$$p = \frac{\mu L p_1 q}{A k_0 p_1 \pm \mu L q} \quad 4.10$$

donde L es la longitud del paquete de PPG y p_1 es una presión de referencia. El signo más “+” significa formación de canales, mientras que el signo menos “-” describe compactación. La ecuación 4.10 se puede utilizar para calcular el factor de resistencia residual (FRR), esto es,

$$FRR = \frac{Dp_1}{Ak_0p_1 \pm \mu Lq} \quad 4.11$$

donde D es un factor que depende de la forma geométrica del empacamiento de PPG (por ejemplo, $D = A^2/8\pi$ para una geometría cilíndrica y $D = AB^2/12$ para una fractura con espesor B).

4.2. Sección experimental

En esta sección, se evaluó el comportamiento del flujo de fluidos dentro del medio poroso deformable a través del cambio de caída de presión a lo largo de una columna de PPG. Esta información se utilizó para calcular los parámetros de las ecuaciones 4.9 y 4.10 en condiciones de flujo transitorio (v, k_0) y estacionario (k_0, p_1), respectivamente.

4.2.1 Materiales

El agua bidestilada fue provista por Agualab Científica S.A. de C.V. De acuerdo con la hoja de datos proporcionada por el proveedor, la densidad y la viscosidad fueron de 1.0 g/cm³ y 1.0 cP a condiciones estándar, respectivamente.

El PPG (Hidrogel 3005K4) fue proporcionado por Hidrogelmex, y corresponde a un copolímero entrecruzado de acrilamida y acrilato de potasio. Las características principales se muestran en la **Tabla 4.1**.

Tabla 4.1 Propiedades del PPG empleado en los experimentos

Materia seca	85% - 90%
Densidad aparente	0.85
Pesos específico	1.10 g/cm ³
pH	8.10
Apariencia del PPG, seco	Polvo blanco
Aparencia del PPG PPG, hidratado	Gel transparente

El PPG se preparó de la siguiente manera: una muestra seca del PPG original se pesó y se sumergió en agua bidestilada a temperatura ambiente durante 24 horas para alcanzar el equilibrio de hinchamiento.

Las partículas hinchadas se retiraron del líquido y se secaron con papel filtro para eliminar el exceso de agua y se obtuvo el peso final.

4.2.2. Arreglo experimental

La **Figura 4.1** muestra el sistema para el desplazamiento de agua mediante PPG. Consta de un recipiente de agua; una columna de policarbonato (longitud=10 cm y diámetro interno=3.2 cm); una bomba de vacío (GAST, modelo DOA-V722-AA); una bomba de desplazamiento positivo (ELDEX, modelo 2SMP); un manómetro (marca OMEGA; modelo PX4100-6KGV); un cilindro graduado y un sistema de adquisición de datos.

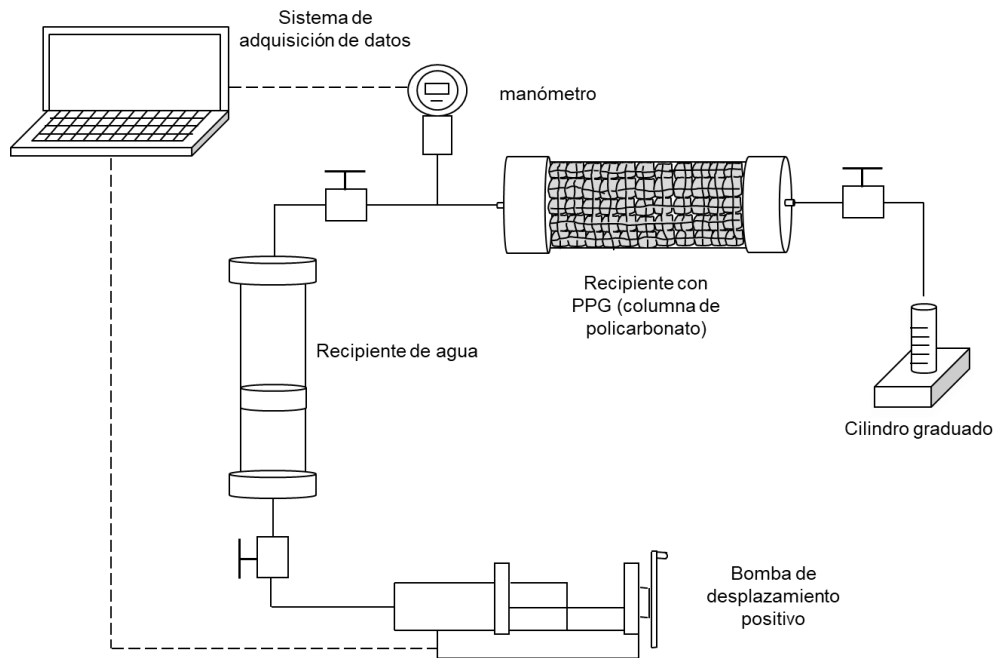


Figura 4.1. Arreglo experimental para realizar pruebas de desplazamiento de agua a través del PPG en estado transitorio y estacionario

4.2.3. Procedimiento experimental

La columna se rellenó con 60 g del PPG hinchado. Una vez instalado en el sistema, se aplicó vacío (hasta 26 mmbar) durante cinco minutos. La columna de PPG se saturó con agua y el volumen inyectado con la bomba de desplazamiento positivo se utilizó para calcular la porosidad. Posteriormente, el agua se desplazó a través de la columna empacada a flujo constante, hasta alcanzar la condición de flujo constante o el pico de gradiente de presión (PGP). Si ocurría el PGP, la bomba se detenía hasta alcanzar una caída de presión cero. Finalmente, se reinyectó agua al mismo gasto hasta lograr una condición de flujo constante. La presión de entrada se registró todo el tiempo con el equipo de adquisición de datos. Este procedimiento se repitió a diferentes gastos volumétricos.

4.3. Resultados y discusión

En esta sección se presentan los principales resultados del desplazamiento de agua a través del PPG. Se obtuvieron datos experimentales de la caída de presión con respecto al tiempo a diferentes gastos de inyección para ajustar los parámetros del modelo desarrollado en condiciones de estado transitorio (ecuación 4.9) y estacionario (ecuación 4.10). Además, se reprodujeron otros datos de presión-flujo de PPG de la literatura. Con esta información, se ajustó el modelo para identificar la respuesta de la columna empacada, para caracterizar los fenómenos de canalización o compactación.

4.3.1. Análisis del estado transitorio

La **Figura 4.2** muestra los datos experimentales obtenidos para cada gasto de inyección en condiciones de estado no estacionario. Se pueden observar dos regiones, separadas por el pico de presión (PGP). En la primera región, la presión aumentó con el tiempo. Este comportamiento sugiere que el esfuerzo desarrollado en el medio conduce a una reducción en los caminos preferenciales de flujo debido al paso de agua. Esta idea se sustenta por lo observado en la **Figura 4.3**, que compara el comportamiento de la presión a la entrada en un medio no deformable y uno deformable. En el medio poroso deformable, la presión de entrada aumenta siguiendo un comportamiento exponencial, mientras que en el medio no

deformable la presión aumenta según $t^{1/2}$ (flujo tipo Darcy). El comportamiento exponencial de la presión de entrada captura la presencia de una barrera de flujo. En la segunda región, tan pronto como se alcanza el punto de fluencia de PPG, la presión cae abruptamente debido a la formación de canales. Debe notarse en la **Figura 4.2** que la presión pico es similar en todos los casos, siendo 333.1 psi el promedio, lo que indica que no depende del caudal.

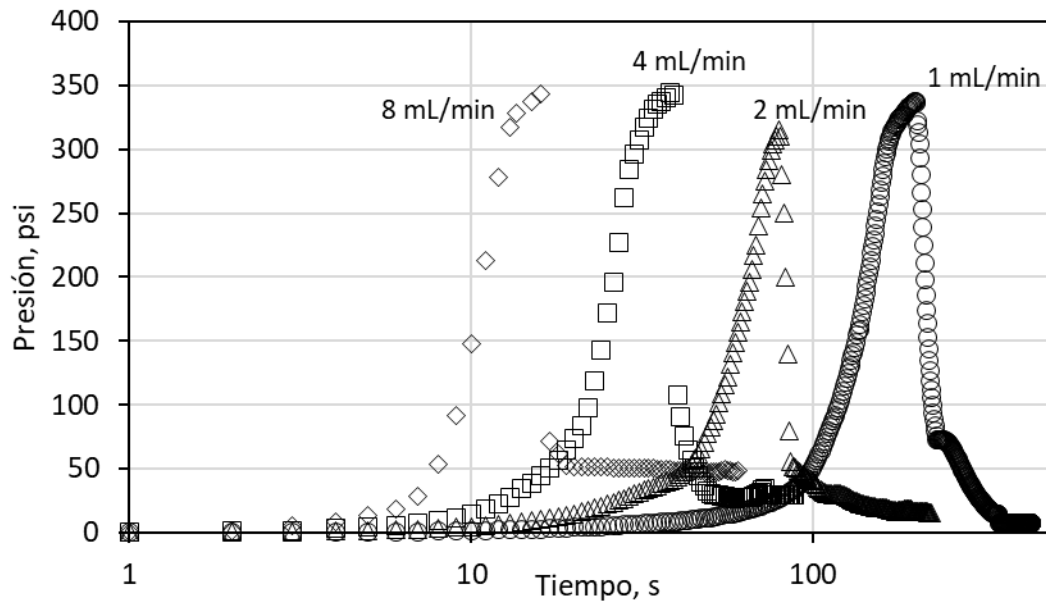


Figura 4.2. Comportamiento de presión a la entrada del PPG en condiciones transitorias para diferentes gastos de inyección de agua

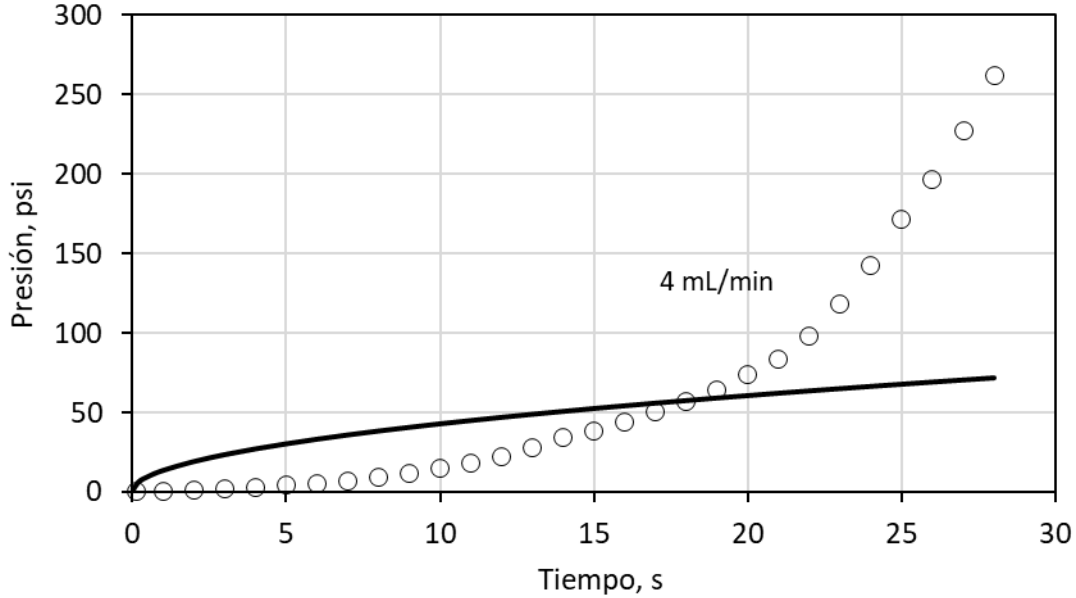


Figura 4.3. Comparación de la presión a la entrada cuando se fluye agua en un medio poroso no deformable (línea sólida) y uno deformable (círculos)

El modelo teórico para compactación propuesto en esta tesis (ecuación 4.9) fue ajustado a los datos experimentales para la primera región mostrada en la **Figura 4.2**. Los parámetros ajustados fueron k_0 y ν . k_0 fue constante para todos los gastos de inyección porque el desplazamiento de agua al interior del PPG comenzó a las mismas condiciones iniciales: Sin embargo, el parámetro ν sí mostró dependencia del gasto. La **Tabla 4.2** muestra los valores de k_0 y ν para este caso. La **Figura 4.4** muestra los datos experimentales y el modelo ajustado

Tabla 4.2. Parámetros ajustados k_0 y ν para cada uno de los gastos cuando el comportamiento del PPG es de compactación. Las propiedades del PPG y del fluido fueron: $\mu = 1$ cP, $A = 8.04$ cm², $c_t = 0.00069$ psi⁻¹, $\phi = 0.25$

Gasto, mL/min	ν (-)	k_0 , (mD)
1	-0.986	10
2	-0.974	
4	-0.949	
8	-0.910	

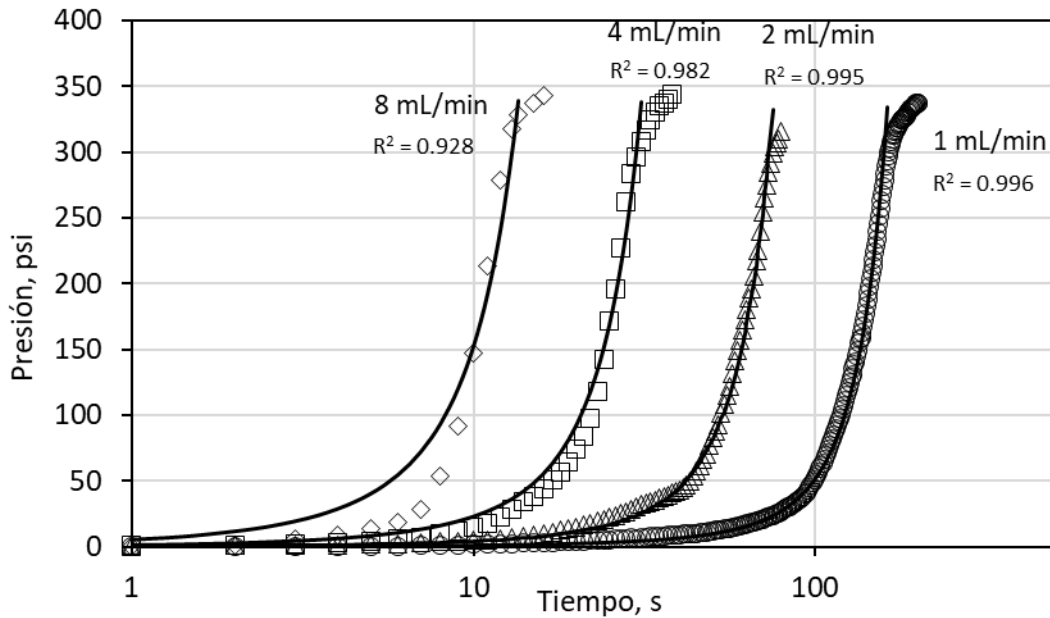


Figura 4.4. Comparación entre los datos experimentales y el modelo propuesto para diferentes gastos de inyección de agua. Periodo de compactación de PPG durante la inyección de agua en estado transitorio.

Con base en el resultado experimental y los parámetros ajustados, es posible concluir que el PPG se está deformando a medida que el fluido ingresa al medio hasta desarrollar una barrera física al flujo.

A diferencia del caso anterior, en donde la presión se incrementa abruptamente con el tiempo hasta que se rompe la barrera, cuando se reanuda la inyección de agua, la presión aumenta gradualmente con el tiempo tal y como lo muestra la **Figura 4.5**. Este comportamiento sugiere que el esfuerzo desarrollado en el medio conduce a un aumento del tamaño de los canales previamente creados por el flujo de agua, debido a que la presión de entrada es menor que la esperada para un medio poroso convencional (**Figura 4.6**).

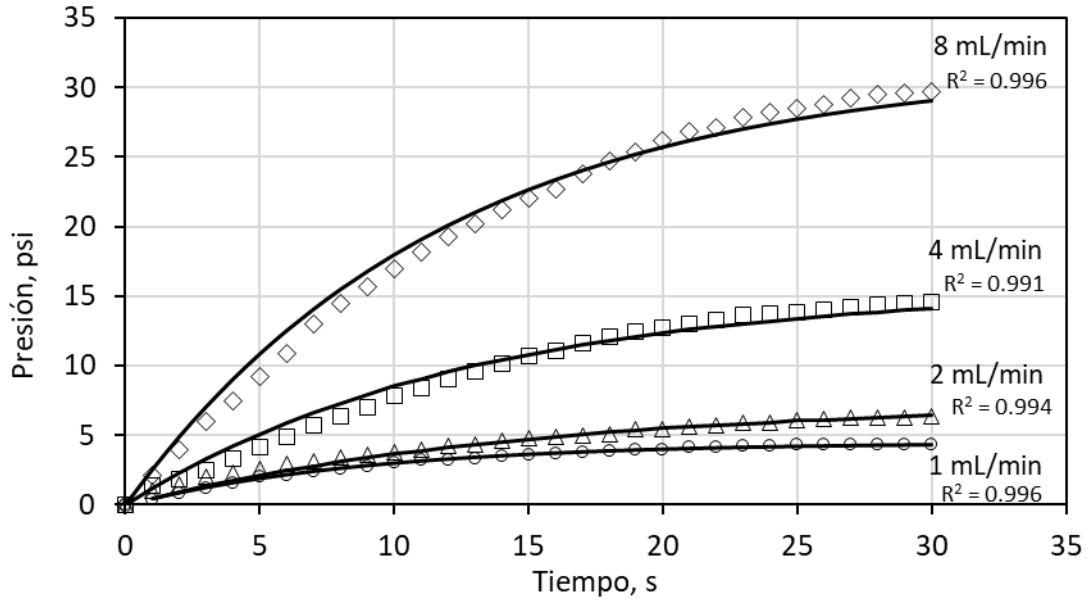


Figura 4.5. Ajuste de modelo propuesto a los datos experimentales para diferentes gastos de inyección. Periodo de canalización de agua a través del PPG en condiciones transitorias.

Además, los parámetros ajustados del modelo muestran que $\nu > 1$ por lo que se deduce que existe canalización en el PPG para todos los gastos de inyección. k_0 fue constante en todos los gastos de inyección porque el PPG fue compactado a la misma presión, mientras que ν de nuevo depende del gasto. Con base en el análisis experimental y los parámetros ajustados, se puede concluir que el agua fluye a través de los canales formados en el PPG y se observa un incremento en la permeabilidad del medio como consecuencia de un ligero aumento del tamaño de los canales.

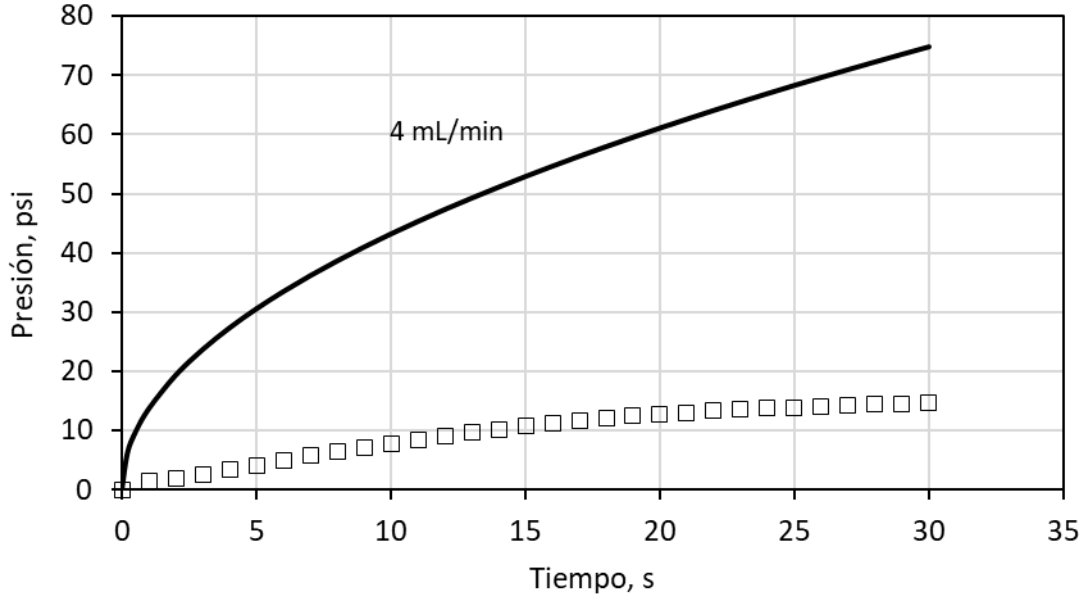


Figura 4.6. Comparación de la presión a la entrada cuando se fluye agua en un medio poroso no deformable (línea sólida) y uno deformable (cuadrados).

Tabla 4.3. Variación del parámetro ν como función del gasto de inyección. Comportamiento de canalización a través del PPG. Propiedades del PPG y fluido: $\mu = 1$ cP, $A = 8.04$ cm², $c_t = 0.00345$ psi⁻¹, $\phi = 0.25$

Gasto, ml/min	ν , (-)	k_0
1	1.50	10 mD
2	1.23	
4	1.29	
8	1.31	

Zhang y Bai (2010) también observaron este comportamiento en el PPG en condiciones de estado transitorio, es decir, compactación, formación de barreras y canalización del flujo. En el primer ciclo observaron compactación hasta romper la barrera que se forma. Cuando se incrementó el gasto, la presión máxima cayó porque el PPG salió expulsado del empacamiento. En el segundo y tercer ciclos se observó que el flujo de fluido se producía a través de los canales.

4.3.2. Análisis del estado estacionario

El propósito del PPG es reducir o bloquear el flujo de agua en canales de alta conductividad y tradicionalmente se ha evaluado su efectividad en condiciones de flujo en estado estacionario a través del factor de resistencia residual (FRR). La **Figura 4.7** muestra el comportamiento de presión una vez que se ha alcanzado el estado estacionario. En esta etapa, la facilidad de conducción de fluidos a través del PPG se ve influenciada por el gasto de inyección de agua. La **Figura 4.8** muestra los datos experimentales (círculos) de presión estabilizada a diferentes gastos de inyección de agua. Se observa que la respuesta de la presión a los aumentos del gasto no sigue comportamiento de flujo tipo Darcy (línea discontinua). La línea continua en la **Figura 4.8** representa el modelo ajustado a los datos experimentales.

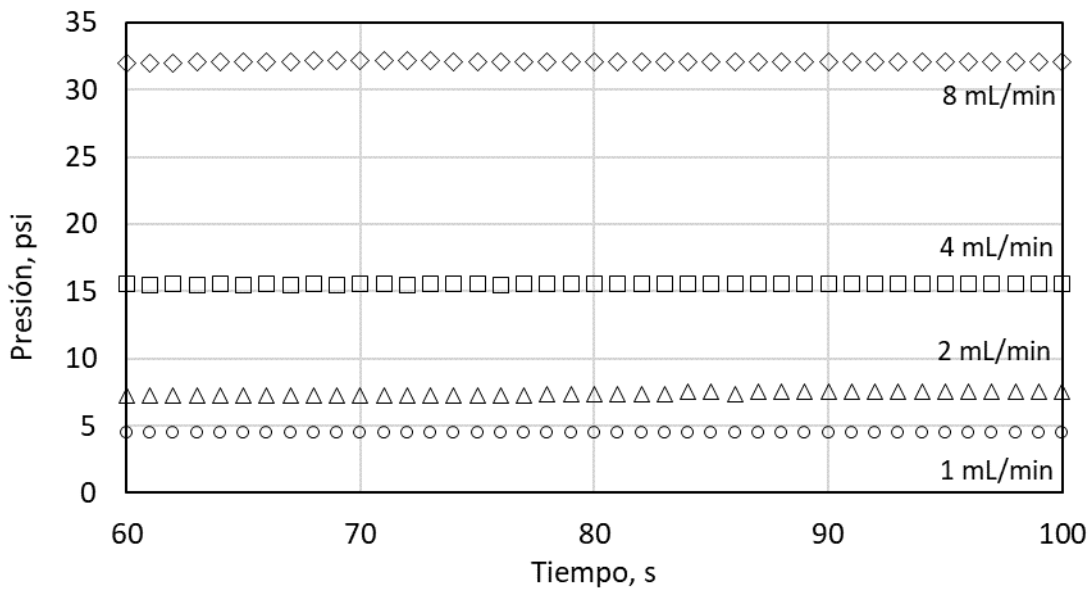


Figura 4.7. Presión estabilizada para diferentes gastos de inyección de agua

Los parámetros del modelo ajustado fueron $k_0 = 65$ mD y $p_1 = 159.5$ psi. k_0 representa la permeabilidad inicial en estado estacionario y p_1 es la presión máxima para la cual el gasto de inyección tiende a infinito.

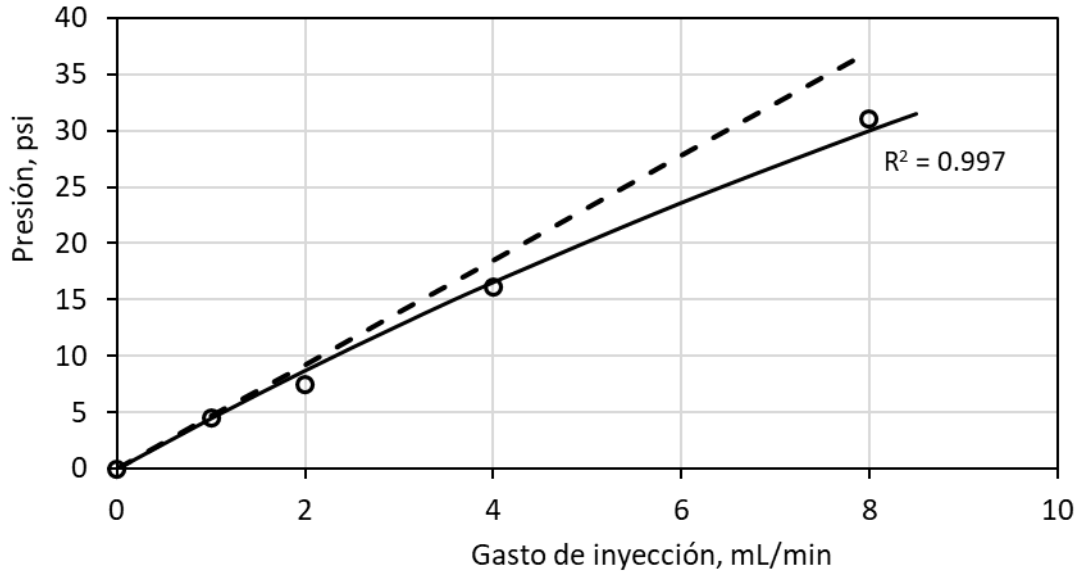


Figura 4.8. Comparación entre la presión estabilizada a la entrada cuando el flujo es tipo Darcy y cuando el medio es deformable como el PPG a diferentes gastos de inyección de agua.

El comportamiento del factor de resistencia residual (FRR) se muestra en la **Figura 4.9**. Se observa que la ecuación 4.11 se ajusta bien a los datos experimentales. El FRR indica que el agua penetra fácilmente en el PPG a medida que aumenta el gasto de inyección, ya que el esfuerzo o presión sobre las partículas aumenta la conductividad.

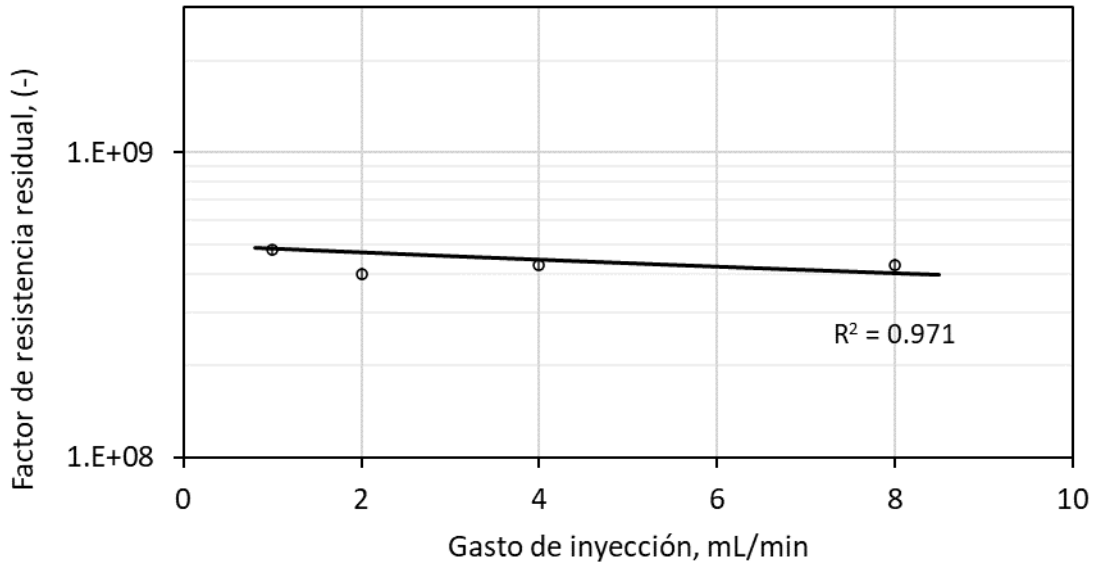


Figura 4.9. Comparación entre el FRR calculado (línea sólida) y los datos experimentales (círculos)

4.4. Conclusiones

Con base en la ecuación de difusividad y que la permeabilidad del PPG depende de la presión como función de ley de potencia, se ha desarrollado una solución analítica exacta para caracterizar el comportamiento de la presión. Al analizar los parámetros del modelo, es posible comprender cómo afecta el agua al PPG a medida que pasa a través de este. Se observa que en estado no estacionario el PPG desarrolla compactación o canalización de fluido, dependiendo el comportamiento de la presión en función del tiempo. Este comportamiento se puede representar en el modelo mediante un parámetro de "mecanismo intrínseco" ν , tal que si $-1 < \nu < 0$ se tiene compactación y si $\nu > 1$ entonces se tiene canalización de fluidos a través del PPG. De acuerdo con los experimentos presentados en este Capítulo se encontró que, si el PPG tiene la misma distribución granulométrica, el PPG primero desarrolla compactación hasta alcanzar un pico de presión que no depende del gasto de inyección que se esté utilizando. Una vez que se supera esta presión, la configuración geométrica del PPG cambia porque comienza a desarrollar canalización de flujo. El modelo también describe y predice adecuadamente el comportamiento de la presión y el factor de resistencia residual (FRR) en condiciones de flujo estable en términos de los parámetros k_0

y p_1 y las propiedades de flujo tales como velocidad de flujo, viscosidad, longitud de fractura y forma del área de flujo, que permiten reducir el número de experimentos necesarios para caracterizar el comportamiento del PPG para bloquear el agua.

Capítulo 5

Efecto de la composición del PPG en el gradiente de presión durante el flujo de agua e hidrocarburo en condiciones de flujo estacionario

Se ha demostrado que las partículas preformadas de gel (PPG) son un medio eficaz para detener el flujo de agua en las zonas en donde se le coloca (Bai et al., 2007a; 2007b). Incluso, se ha demostrado que el PPG presenta diferentes resistencias al flujo dependiendo si lo que se desplaza a través de éste es agua o hidrocarburo. En este caso, se dice que existe una desproporción en las permeabilidades efectivas al agua y al hidrocarburo siempre y cuando se considere al PPG como un medio pseudoporoso. Para investigar el efecto en las permeabilidades efectivas que tiene la diferencia en composición o la formulación de las partículas preformadas de gel o PPG se propone analizar el gradiente de presión para diferentes tipos de PPG.

En primera instancia, se han implementado experimentos (presión atmosférica y temperatura ambiente) para evaluar la facilidad con la que fluye agua destilada y el hidrocarburo en condiciones de flujo estacionario a través de un contenedor de forma cilíndrica (visto como medio de alta conductividad) empacado con diferentes formulaciones de partículas preformadas de gel. Para complementar el análisis sobre el comportamiento desarrollado por cada tipo de PPG, es decir, si permite canalización o compactación, se ha empleado como herramienta de diagnóstico el modelo desarrollado en el Capítulo 3 de esta tesis.

5.1. Sección experimental

En esta sección, se evaluó el comportamiento del flujo de fluidos dentro de tres tipos de PPG considerados como medios porosos deformables a través del cambio de caída de presión a lo largo del empacamiento considerado. Esta información se utilizó para calcular los parámetros de las ecuaciones 4.10 y 4.11 en condiciones de flujo estacionario (k_0 , p_1).

5.1.1 Materiales

El agua bidestilada fue provista por Agualab Científica S.A. de C.V. y de acuerdo con la hoja de datos proporcionada por el proveedor, la densidad y la viscosidad fueron de 1.0 g/cm^3 y 1.0 cP a condiciones estándar, respectivamente. El hidrocarburo es n-decano provisto por Sigma Aldrich y de acuerdo con la hoja de datos proporcionada por el proveedor, la densidad y la viscosidad fueron de 0.95 g/cm^3 y 1.0 cP , respectivamente.

Se utilizaron tres tipos de PPG. La **Tabla 5.1** muestra sus características principales

Tabla 5.1 Tipos de PPG empleado en los experimentos

PPG	Características
Nanocomposite (NC)	Base acrilamida, AMPS y n-vinilpirroldona con arcilla como aditivo.
Polianfolítico (PA)	Base polianfolítico con excelente estabilidad a la temperatura y tolerancia a la salinidad, son sintetizados a partir de acrilamida, AMPS, n-vinilpirrolidona y DMAAC, con arcilla como aditivo
Doble Red (DR)	Sintetizado a partir de acrilamida, AMPS, n-vinilpirrolidona y un polímero aniónico, con arcilla como aditivo.

5.1.2. Arreglo experimental

La **Figura 5.1** muestra el sistema para medir el diferencial de presión cuando se tiene el desplazamiento de agua e hidrocarburo a través del PPG. Consta de un recipiente de agua y uno de hidrocarburo; una columna de acero de longitud = 60 cm y diámetro interno = 0.3 cm; una bomba de desplazamiento positivo (QUIZIX, modelo QX6000); un manómetro diferencial (marca VALIDYNE; modelo P55); un colector de fluidos y un sistema de adquisición de datos.

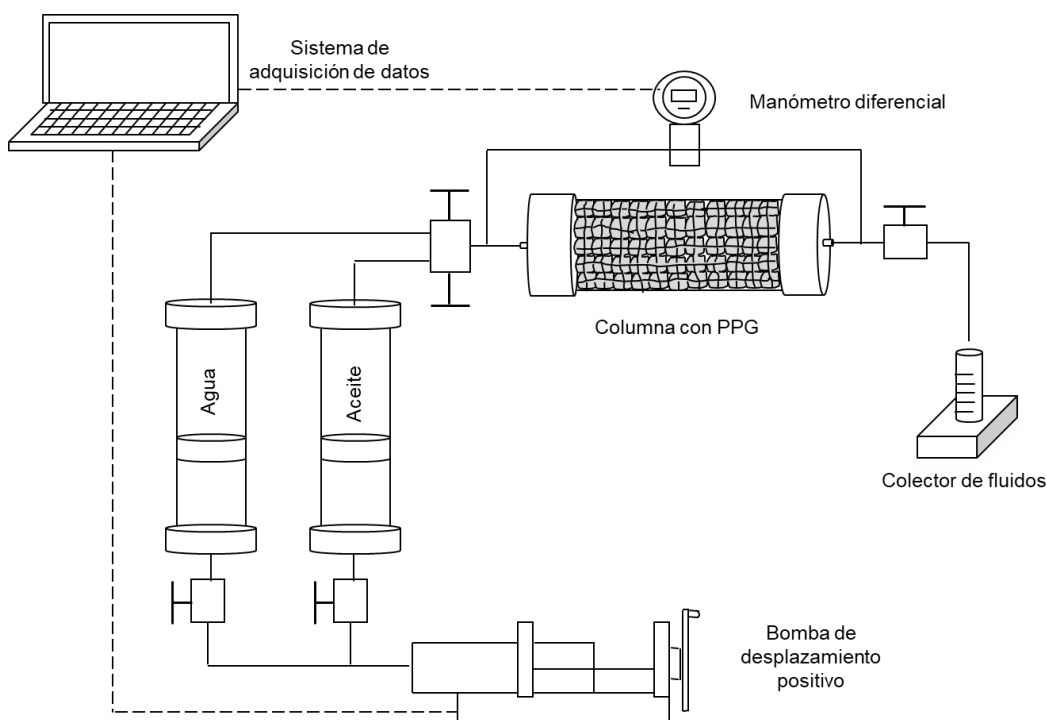


Figura 5.1. Esquema del sistema en que se evaluó la facilidad con que fluye el agua y hidrocarburo a través del PPG.

5.1.3. Procedimiento experimental

En el experimento de desplazamiento se midió la variación de la diferencial de presión cuando fluye agua destilada e hidrocarburo n-decano a un gasto constante y en condiciones de flujo estacionario.

El experimento de desplazamiento se dividió en dos etapas para cada uno de los empacamientos de PPG. En la primera etapa se satura la columna que contiene al PPG. Posteriormente se desplaza agua destilada a diversos gastos de inyección. Se mide el diferencial de presión una vez que se ha estabilizado para cada uno de los gastos considerados. En la segunda etapa se hace fluir el hidrocarburo n-decano y también se mide el diferencial de presión en condiciones de flujo estacionario.

5.2. Resultados y discusión

En esta sección se presentan los principales resultados del desplazamiento de agua a través del PPG. Se obtuvieron datos experimentales de la caída de presión con respecto al tiempo a diferentes gastos de inyección para ajustar los parámetros del modelo desarrollado en el Capítulo 4 de esta tesis a condiciones de estado transitorio (ecuación 4.9) y estacionario (ecuación 4.10). Con esta información, se ajustó el modelo para identificar la respuesta de la columna empacada y caracterizar los fenómenos de canalización o compactación.

5.2.1. Comportamiento del diferencial de presión en condiciones de flujo estacionario para hidrocarburo y agua a través del PPG-NC

La **Figura 5.2** muestra el diferencial de presión estabilizado para diferentes gastos de inyección cuando se fluye agua o hidrocarburo a través del gel nanocompuesto (PPG-NC), así como el modelo ajustado (parámetros de ajuste $k_0 = 2.80$ D, $p_1 = 3.69$ psi para el caso del agua y $k_0 = 19.32$ D, $p_1 = 0.44$ psi para el caso del aceite, ecuación 4.10). Se puede observar que, de acuerdo con el ajuste de los parámetros del modelo, en este caso se tiene un comportamiento de canalización tanto para el agua como para el hidrocarburo conforme el gasto de inyección se incrementa. En el caso del agua el gradiente de presión es de casi de un orden de magnitud mayor al del hidrocarburo, por lo que este tipo de PPG tendría un buen desempeño de aplicación si se le coloca en un medio de alta conductividad (> 100 mD de acuerdo con Esfahlan et al, 2021) pues la resistencia que ofrece al agua es mayor en comparación con la fase oleosa.

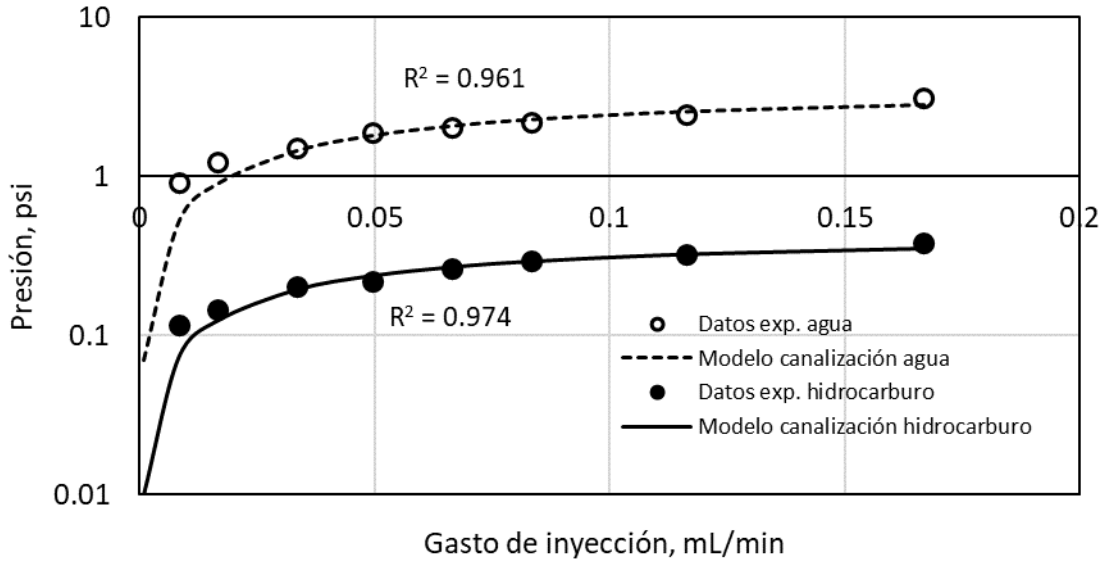


Figura 5.2. Presión de estabilización para condiciones de flujo estacionario a través del PPG-NC a diferentes gastos de inyección y considerando agua e hidrocarburo.

El comportamiento del factor de resistencia residual confirma el buen desempeño del PPG-NC para detener el agua en condiciones de flujo estacionario, tal y como se muestra en la **Figura 5.3**. La figura también muestra que conforme se incrementa el gasto de inyección, el FRR disminuye. Este comportamiento es usual y ya se ha reportado en los trabajos de Imqam et al. (2014). Por otra parte, el ajuste del modelo propuesto (ecuación 4.11) es consistente con el comportamiento de los datos experimentales.

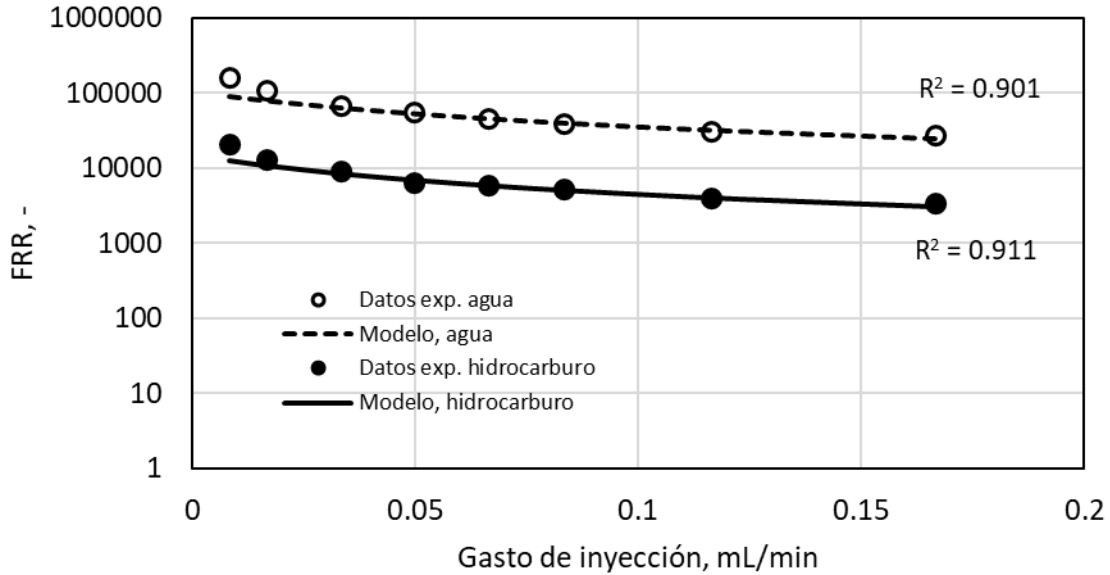


Figura 5.3. Factor de resistencia residual del PPG nanocomposite a diferentes gastos de inyección y considerando agua e hidrocarburo.

5.2.2. Comportamiento del diferencial de presión en condiciones de flujo estacionario para hidrocarburo y agua a través del PPG-PA

La **Figura 5.4** muestra el diferencial de la presión estabilizada para diferentes gastos de inyección cuando fluye agua o hidrocarburo a través del gel polianfolítico (PPG-PA), así como el modelo ajustado (parámetros de ajuste $k_0 = 9.70 D$, $p_1 = 24.39$ psi para el caso del agua y $k_0 = 38.15 D$, $p_1 = 0.54$ psi para el caso del aceite, ecuación 4.10). Se puede observar que, de acuerdo con el ajuste de los parámetros del modelo para reproducir los datos experimentales, se tiene un comportamiento de compactación cuando fluye agua, y de canalización cuando fluye hidrocarburo. En el caso del agua, el gradiente de presión es de más de un orden de magnitud en comparación con el que presenta el hidrocarburo. Este tipo de PPG tendría un excelente desempeño de aplicación si se le coloca en un medio de alta conductividad, pues la resistencia que ofrece al agua es mayor en comparación con el de la fase oleosa y además incrementa conforme el gasto aumenta.

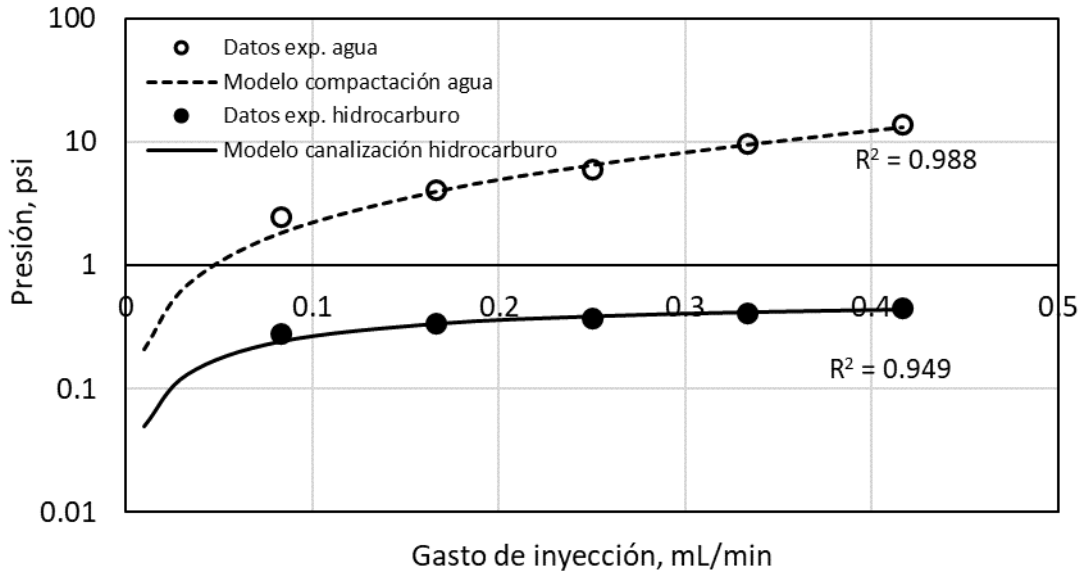


Figura 5.4. Presión de estabilización para condiciones de flujo estacionario a través del PPG-PA a diferentes gastos de inyección y considerando agua e hidrocarburo.

El comportamiento del factor de resistencia residual confirma el buen desempeño del gel polianfólitico (PPG-PA) para detener el agua en condiciones de flujo estacionario, tal y como se muestra en la **Figura 5.5**. La **Figura 5.5** también muestra que conforme se incrementa el gasto de inyección, el FRR aumenta para el caso del agua y disminuye para el hidrocarburo. La tendencia del FRR de disminuir conforme se incrementa el gasto en el caso del hidrocarburo se ha observado en otros trabajos, pero en el caso del agua no existe PPG reportado en la literatura que se comporte de esta manera.

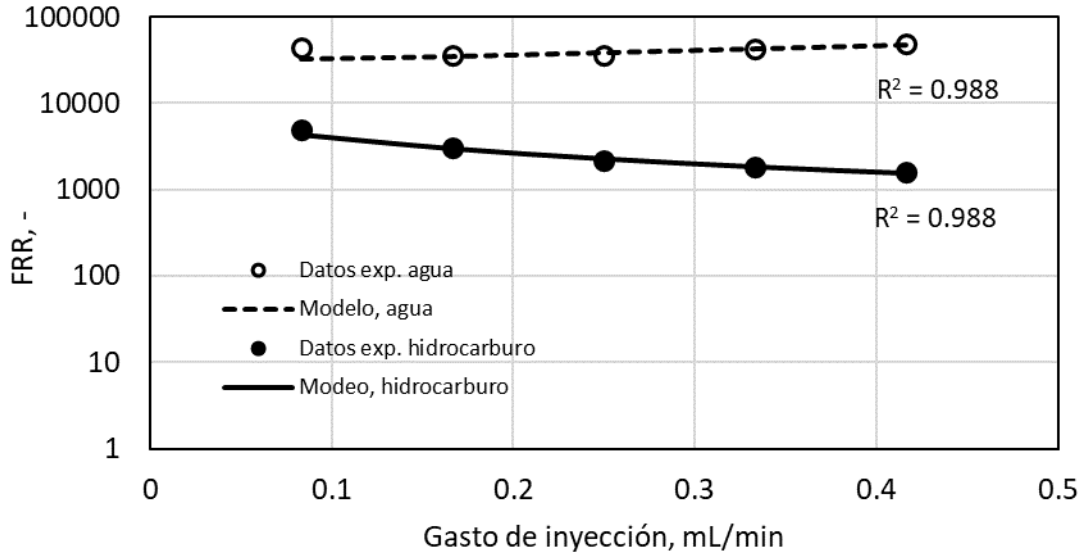


Figura 5.5. Factor de resistencia residual del PPG polianfolítico a diferentes gastos de inyección y considerando agua e hidrocarburo.

5.2.3. Comportamiento del diferencial de presión en condiciones de flujo estacionario para hidrocarburo y agua a través del PPG-DR

La **Figura 5.6** muestra el diferencial de la presión estabilizada para diferentes gastos de inyección cuando fluye agua o hidrocarburo a través del gel doble red (PPG-DR), así como el modelo ajustado (parámetros de ajuste $k_0 = 7.30 D$, $p_1 = 11.60$ psi para el caso del agua y $k_0 = 18.38 D$, $p_1 = 1.22$ psi para el caso del aceite, ecuación 4.10). Se observa que, de acuerdo con el ajuste de los parámetros del modelo para reproducir los datos experimentales, se tiene un comportamiento de compactación cuando fluye agua y, de canalización cuando se fluye hidrocarburo. Aunque el ajuste del modelo no es tan preciso para el caso del agua, el comportamiento cualitativo ascendente sí logra reproducirse. El gradiente de presión del agua es de más de dos órdenes de magnitud en comparación con el que presenta el hidrocarburo. Este tipo de PPG tendría un excelente desempeño de aplicación si se le coloca en un medio de alta conductividad, pues la resistencia que ofrece al agua es mayor en comparación con el de la fase oleosa y además incrementa conforme el gasto aumenta.

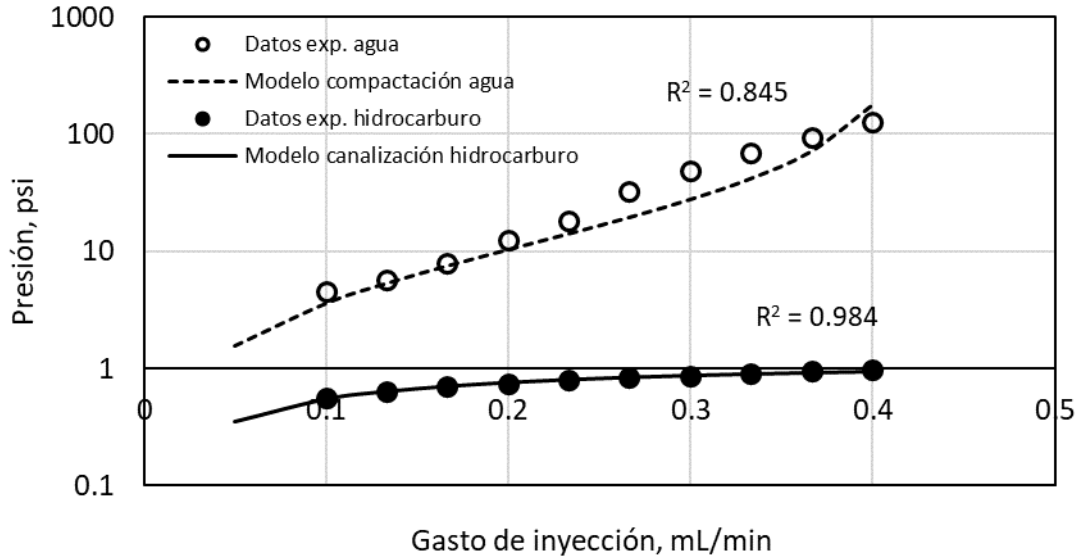


Figura 5.6. Presión de estabilización para condiciones de flujo estacionario a través del PPG-DR a diferentes gastos de inyección y considerando agua e hidrocarburo.

La **Figura 5.7** confirma el buen desempeño del comportamiento del factor de resistencia residual del gel doble red (PPG-DR) para detener el agua en condiciones de flujo estacionario. La **Figura 5.7** también muestra que conforme se incrementa el gasto de inyección, el FRR aumenta para el agua y disminuye para el hidrocarburo. El desempeño en este caso es incluso mejor al que se observa en el PPG-PA, ya que el FRR es cercano a un valor de 100000 para el menor gasto (0.1 mL/min) y de casi 1000000 para el de mayor gasto (0.4 mL/min). De igual manera, se observa una tendencia en el FRR de disminuir conforme se incrementa el gasto en el caso del hidrocarburo, pero en el caso del agua el FRR se incrementa abruptamente y no existe PPG reportado en la literatura que se comporte de esta manera.

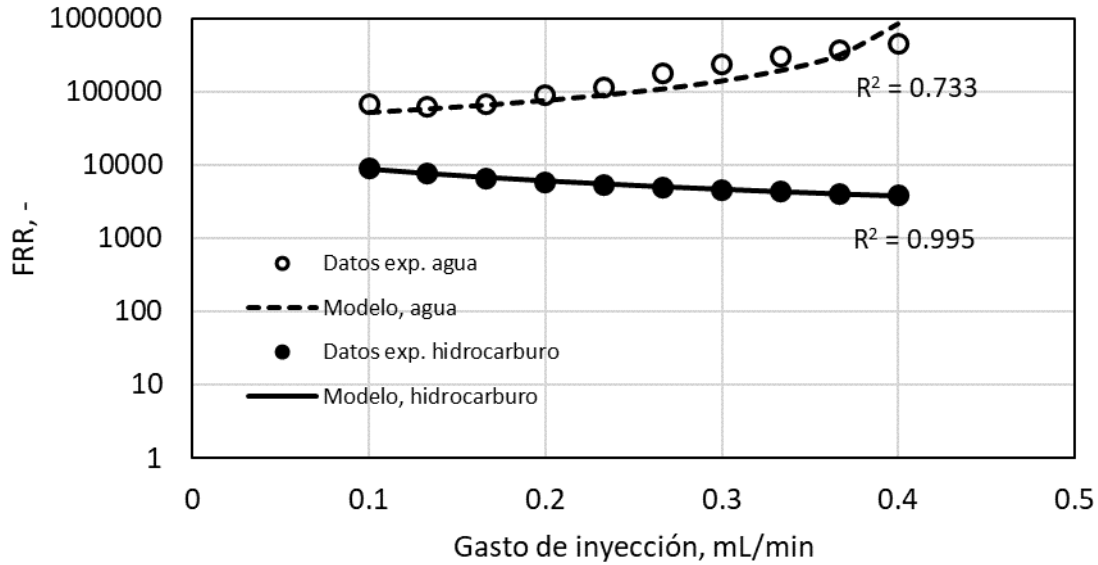


Figura 5.7. Factor de resistencia residual del PPG doble red a diferentes gastos de inyección y considerando agua e hidrocarburo.

5.2.4. Comparación del comportamiento del diferencial de presión en condiciones de flujo estacionario para hidrocarburo y agua a través del PPG-NC, PPG-PA y PPG-DR

La forma en que el PPG-PA y PPG-DR ofrece resistencia al agua es diferente en comparación con el PPG-NC, ya que tanto el PPG-PA como el PPG-DR se comportan como un medio que obtura el paso del agua conforme incrementa con el gasto de inyección. Este incremento se debe a un cambio en la permeabilidad efectiva al agua. El PPG se comprime o compacta producto del esfuerzo inducido por el gasto de agua. Conforme incrementa el gasto, las partículas de gel se acercan más unas a otras, y si además se promueve el hinchamiento, se obtendrá un gel capaz de obturar los espacios por donde pasa el agua, incrementando con ello el gradiente de presión. Esto no ocurre cuando el hidrocarburo avanza a través del PPG, puesto que es oleofóbico; mientras el hidrocarburo fluye va formando caminos que el agua no vuelve a ocupar dando la oportunidad de que la permeabilidad aumente conforme el gel se va saturando de hidrocarburo. Otra posibilidad y que no se contrapone con lo ya expuesto es la diferencia de mojabilidades fluidos. El PPG es fuertemente mojable por agua en comparación con el hidrocarburo y como es bien conocido, en estos casos, la permeabilidad del PPG disminuye conforme se satura de agua.

La **Tabla 5.2** muestra los parámetros de ajuste del modelo para cada uno de los experimentos realizados.

Tabla 5.2. Parámetros de ajuste obtenidos de los datos experimentales

	Agua		Hidrocarburo	
PPG	k_0 [D]	p_1 [psi]	k_0 [D]	p_1 [psi]
NC	2.80	3.69	19.32	0.44
PA	9.70	24.39	38.15	0.54
DR	7.30	11.60	18.38	1.22

Nótese de la **Tabla 5.2** que para las partículas preformadas de gel PPG-NC, y de acuerdo con el modelo propuesto en el Capítulo anterior (ecuación 4.10), el máximo diferencial de presión p_1 que se puede alcanzar con gastos volumétricos de inyección altos cuando fluye agua e hidrocarburo es de 3.69 psi y 0.44 psi, respectivamente. Esto quiere decir que conforme se incrementa el gasto de inyección, tanto de agua como del hidrocarburo, se tiene un efecto de apertura de espacios o caminos a través del PPG con una marcada diferencia entre la resistencia que ofrece a uno u otro fluido. Sin embargo, el incremento de gasto en el PPG-PA y PPG-DR es contrastante con lo hasta ahora reportado, ya que el gel tiende a cerrar más los espacios por donde fluye el agua en comparación con el hidrocarburo. En todos los casos, el parámetro k_0 es una excelente referencia para observar el contraste entre apertura o cierre de caminos preferenciales de flujo dependiendo del fluido y del tipo de gel que se analiza.

5.3. Conclusiones

Se ha implementado una metodología experimental para evaluar el desempeño de diferentes formulaciones de partículas preformadas de gel (PPG) en condiciones de flujo estacionario cuando se desplaza agua e hidrocarburo. Con base al análisis que permite el modelo desarrollado en el Capítulo 3, se encontró que el PPG formulado con acrilamida, AMPS, n-

vinilpirrolidona y DMAAC, y arcilla como aditivo (PPG-PA) y el formulado con acrilamida, AMPS, n-vinilpirrolidona y un polímero aniónico, y arcilla como aditivo (PPG-DR) tienen mejor desempeño que el formulado con acrilamida, AMPS y n-vinilpirrolidona con arcilla como aditivo (PPG-NC). PPG-PA y PPG-DR presentan mayor resistencia al flujo de agua conforme incrementan los gastos de inyección. Este comportamiento es singular y no se ha encontrado análogo alguno en la literatura especializada. El incremento en la resistencia al flujo puede deberse al cierre de caminos preferenciales de flujo debido a compactación y/o al hinchamiento progresivo de los geles. En todos los casos, la resistencia al hidrocarburo disminuye conforme se incrementa el gasto de inyección.

Capítulo 6

Evaluación de la interacción PPG-roca-agua-aceite mediante el factor de recuperación y análisis del modelo de compactación y canalización en roca carbonatada, vugular y fractura inducida

Las partículas preformadas de gel han demostrado (Bai et al., 2007a; 2007b) ser una tecnología eficiente para disminuir el corte de agua e incluso para diversificar el frente de avance de agua en yacimientos donde se introducen con la finalidad de desplazar hidrocarburo. Sin embargo, la comprensión de la interacción con la roca y con los fluidos y los mecanismos involucrados en la extracción de aceite es todavía de interés para su diseño óptimo. En este capítulo se analiza el factor de recuperación de aceite cuando se ha colocado PPG en una zona de alta conductividad, tal como el de una fractura, con la finalidad de deducir los mecanismos de desplazamiento del agua a través del PPG y de la matriz. Se proporciona también una metodología experimental que incluye la interacción entre el PPG, la roca, el agua y el aceite. Se toma especial atención al tipo de roca empleada, puesto que es de interés las que son de tipo carbonatado, vugular y fracturado dada la posibilidad de implementar este tipo de tecnología en yacimientos con estas características en México.

6.1. Sección experimental

En esta sección, se presenta la metodología experimental para evaluar el factor de recuperación de aceite por desplazamiento de agua en muestras de rocas carbonatadas, fracturadas y vugulares con presencia de partículas preformadas de gel (PPG) y después de haber sido sometidas a una recuperación secundaria.

6.1.1 Materiales

El agua bidestilada fue provista por Agualab Científica S.A. de C.V. y de acuerdo con la hoja de datos proporcionada por el proveedor, la densidad y la viscosidad fueron de 1.0 g/cm^3 y 1.0 cP a condiciones estándar, respectivamente. El aceite es n-decano provisto por Sigma

Aldrich y de acuerdo con la hoja de datos proporcionada por el proveedor, la densidad y la viscosidad fueron de 0.95 g/cm³ y 1.0 cP, respectivamente. El PPG (Hidrogel 3005K4) fue proporcionado por Hidrogelmex, y corresponde a un copolímero entrecruzado de acrilamida y acrilato de potasio. Las características principales del PPG se muestran en la **Tabla 6.1**.

Tabla 6.1 Propiedades del PPG empleado en los experimentos

Materia seca	85% - 90%
Densidad aparente	0.85
Pesos específico	1.10 g/cm ³
pH	8.10
Apariencia del PPG, seco	Polvo blanco
Apariencia del PPG PPG, hidratado	Gel transparente

El PPG se preparó de la siguiente manera: una muestra seca del PPG original se pesó y se sumergió en agua bidestilada a temperatura ambiente durante 24 horas para alcanzar el equilibrio de hinchamiento. Las partículas hinchadas se retiraron del líquido y se secaron con papel filtro para eliminar el exceso de agua.

Ya que se busca dar representatividad a la interacción del PPG con rocas carbonatadas fracturadas y vugulares, se optó por utilizar muestras de análogos provenientes de afloramientos. Nótese que los carbonatos habitualmente poseen una textura y una porosidad compleja que resulta de su historia de depósito y su posterior diagénesis.

Para la realización de las pruebas experimentales se utilizaron muestras de roca de la Formación Cupido, ubicada en el noreste de México, como análogos de las formaciones que dieron origen a los yacimientos de la sonda de Campeche. De acuerdo con Chávez-García (2017), la Formación Cupido es análoga al tipo de formación que dio origen a Akal ya que se depositaron a partir del Cretácico Inferior en condiciones tectónicas muy similares. Además, la sedimentación estuvo controlada, en ambos casos por los altos del basamento en el noreste, por el Bloque de Coahuila, y en el sureste, por el Bloque de Yucatán (Chávez-García, 2017).

En la preparación de la muestra de roca se tomaron en cuenta las pequeñas fracturas y la porosidad vugular provocada por disolución del carbonato. Los tapones obtenidos contaban con medidas de 3.8 cm (1.5 pulgadas) de diámetro y aproximadamente 5.5 cm (2 pulgadas) de longitud (ver **Figura 6.1**)



Figura 6.1. Muestras de núcleo utilizadas para medir el factor de recuperación de aceite por inyección de agua en presencia de PPG

Puesto que las muestras eran vugulares pero no presentaban fracturas naturales de consideración se optó por inducir una fractura artificial realizando un corte longitudinal, separando así la muestra en dos partes como se muestra en la **Figura 6.2**.



Figura 6.2. Corte longitudinal a la muestra de roca para inducir la fractura

Una vez que se realizó la fractura, se colocó una manga plástica termo adherente para proteger el núcleo y dar estabilidad a la fractura inducida (ver **Figura 6.3**). El ancho de fractura fue de 2 mm de espesor.

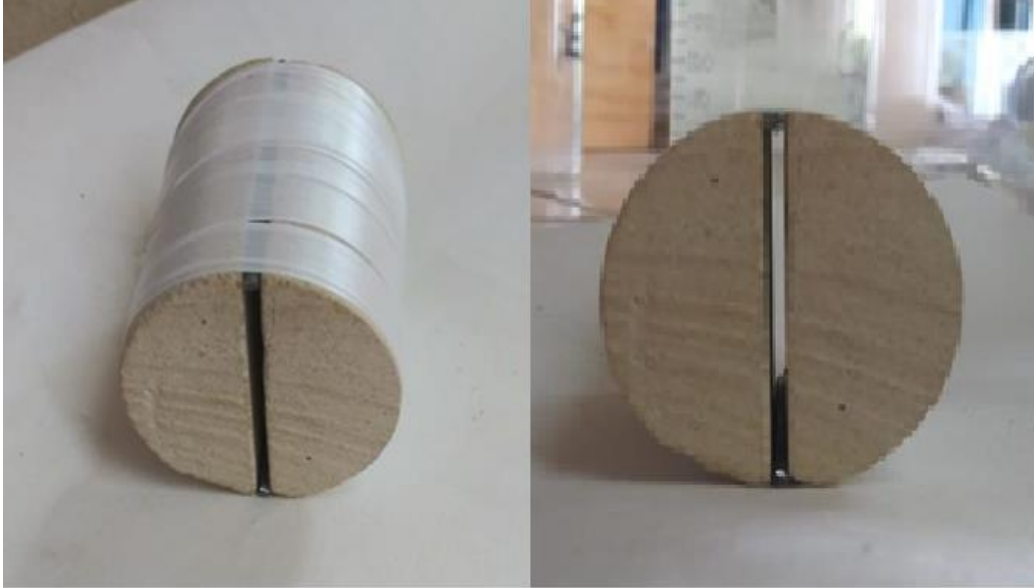


Figura 6.3. Núcleo con fractura inducida y cubierta de plástico termo-adherible

Cabe señalar que antes de realizar cualquier tipo de desplazamiento, las muestras de roca fueron previamente lavadas con disolvente tolueno bajo condiciones de flujo durante 24 horas.

6.1.2. Arreglo experimental

La **Figura 6.4** muestra el sistema para medir el factor de recuperación de aceite en un núcleo carbonatado, fracturado y vugular con presencia de PPG. Consta de un recipiente de PPG, uno de agua y uno de aceite; un poro-permeámetro con porta-núcleos de 1.5 pulgadas de diámetro; una bomba de desplazamiento positivo (ELDEX, modelo 2SMP); una bomba de pistón para mantener sobrecarga (PARKER, modelo P5514) un manómetro (OMEGA; modelo PX4100-6KGV); un colector de fluidos y un sistema de adquisición de datos.

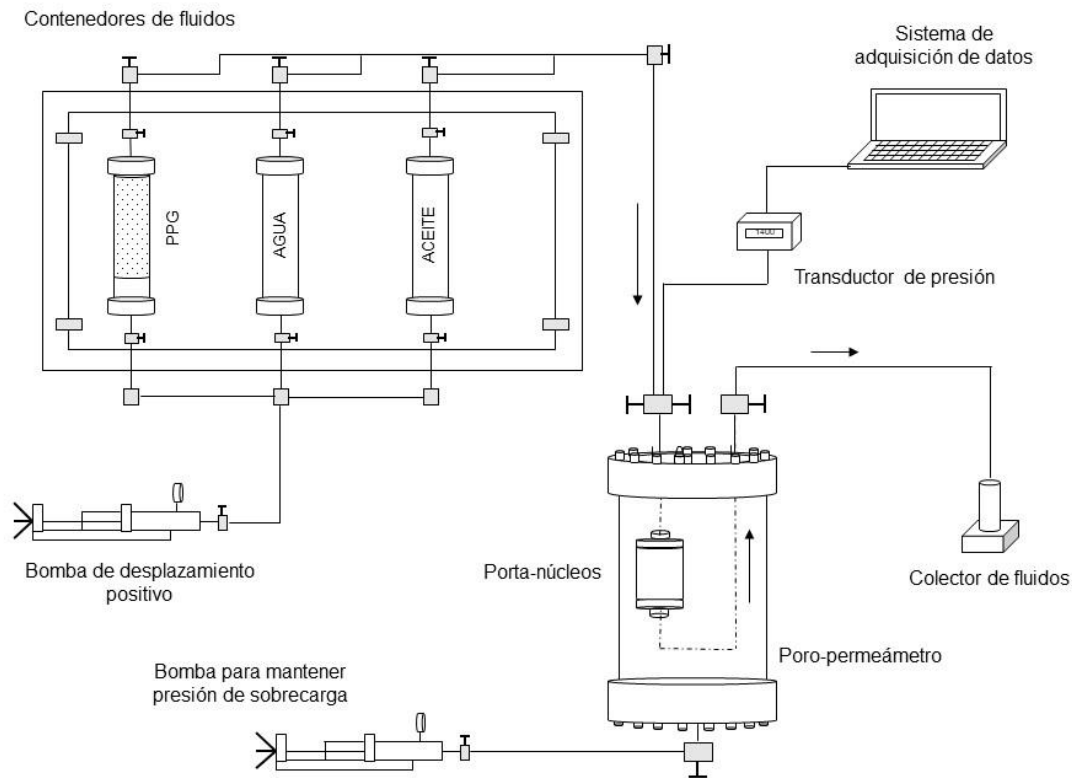


Figura 6.4. Esquema del sistema en que se evaluó la facilidad con que fluye el agua y aceite a través del PPG

6.1.3. Procedimiento experimental

Antes de inducir la fractura en la muestra de roca fue necesario realizar la medición de la porosidad efectiva y de la permeabilidad absoluta. Para determinar la porosidad efectiva se utilizó el método de Boyle. La muestra se colocó en el interior del porta-núcleos y éste a su vez en el interior del poro-permeámetro. Se realizó vacío a la muestra durante 15 minutos y posteriormente se inundó con gas N_2 que se expandió a partir de un contenedor cuyo volumen y presión inicial era conocido. Con el cambio de presión fue posible determinar la porosidad efectiva. La permeabilidad absoluta se determinó mediante la ley de Darcy. De nuevo, se realizó vacío por 15 minutos y posteriormente se saturó con agua al interior de la muestra, y se mantuvo un gasto volumétrico de 1 mL/min hasta alcanzar estabilización en el diferencial de presión. Conocido el diferencial de presión estabilizado, el área de flujo, y la longitud de

la muestra fue posible calcular la permeabilidad absoluta. Una vez que se determinaron estas propiedades petrofísicas básicas se optó por realizar la fractura inducida.

Los experimentos para determinar el factor de recuperación de aceite con presencia de PPG se realizaron en dos etapas. La primera etapa consistió en observar el factor de recuperación cuando se inyecta agua al núcleo ya fracturado y saturado con aceite. En este caso tenemos las condiciones de fractura franca al flujo. En la segunda etapa, se coloca PPG en la fractura y se vuelve a inyectar agua para observar de nuevo el factor de recuperación. En este caso tenemos condiciones de obturación de la fractura por la presencia de PPG.

6.1.3.1. Primera etapa. Fractura abierta

Para la primera etapa se utilizó un núcleo al cual se le realizó previamente la caracterización petrofísica básica. Como se describe en el proceso de preparación de la muestra, se realizó un corte longitudinal al núcleo con el fin de simular una fractura mediante la cual se desplazaron los fluidos. Primero, de manera franca y después se obturó con el PPG para observar los cambios que se presentan con el gel. Se realizó una limpieza previa con disolvente para eliminar los residuos de fluidos o partículas indeseables en la muestra.



Figura 6.5. Muestra de roca (núcleo) en porta-núcleo con fractura longitudinal inducida

Los pasos que se siguieron son: 1) Saturación del núcleo mediante inyección de hidrocarburo en la muestra de roca a la cual previamente se le realizó vacío para retirar el aire presente. El volumen inyectado al interior fue de 8 mL para el aceite. 2) Inyección de fluido desplazante (agua) para simular un mecanismo de empuje por presencia de acuífero o bien como proceso de recuperación secundaria. La inyección se realizó a gasto constante de 1 mL/min. 3) Medición del fluido producido a la salida se realizó por medio del colector de fluidos (**Figura 6.4**) midiendo volumen cada determinado tiempo. Con la contabilización de este se obtuvo el factor de recuperación correspondiente.

6.1.3.2. Segunda etapa. Fractura con presencia de PPG.

La segunda prueba consistió en: 1) Inyección de PPG en la fractura inducida con desplazamiento de al menos 5 volúmenes porosos de PPG hasta alcanzar condiciones de flujo estacionario. La colocación de PPG tuvo dos propósitos: el primero fue minimizar el corte de agua producido por la canalización del agua en la fractura; el segundo fue que ese flujo de agua, al enfrentarse con ese sello que representa el PPG, pudiera invadir zonas en las cuales aún se tenía algún volumen importante de aceite. 2) Una vez colocado el PPG en la fractura se continuó con la inyección de agua a un gasto de 1 mL/min. 3) Recolección de fluidos a la salida del sistema y la medición del factor de recuperación se realizó de la misma forma que se describió en la primera etapa.

6.2. Resultados y discusión

Esta sección presenta los factores de recuperación de hidrocarburo para cada una de las etapas descritas, y se muestra la comparación el factor de recuperación entre las dos pruebas realizadas. Cabe mencionar que la porosidad efectiva y permeabilidad absoluta determinada por el procedimiento descrito en la sección 6.1.3. de la muestra de roca antes de realizar la fractura fue de 13 % y 50 mD, respectivamente.

6.2.1. Resultados etapa 1. Fractura abierta

La **Tabla 6.2** muestra los resultados de la primera etapa de experimentación en la cual se registra la producción acumulada de aceite por inyección de agua de 3.5 mL, este volumen representa el 43.75% de la saturación inicial de aceite presente en el núcleo, dejando aun 4.5 mL de aceite remanente.

Tabla 6.2. Resultados generales de etapa 1 de experimentación

Vial	Intervalo de tiempo (min)	Tiempo acumulado (min)	Hidrocarburo producido en el intervalo de tiempo (mL)	Agua producida en el intervalo de tiempo (mL)	Hidrocarburo acumulado (mL)	Agua acumulada (mL)	Volúmenes porosos inyectados de agua	Factor de recuperación (%)
1	1	1	1.0	0.0	1.0	0.0	0.125	12.5
2	2	2	2.0	0.0	2.0	0.0	0.25	25.0
3	2	4	1.3	0.7	3.3	0.7	0.5	41.3
4	7	11	0.2	10.8	3.5	7.5	1.375	43.8
5	7	18	0.0	7.0	3.5	14.5	2.25	43.8
6	15	33	0.0	2	3.5	33.0	4.125	43.8

La **Figura 6.6** muestra el incremento del factor de recuperación conforme se inyectó agua a la muestra de roca que poseía la fractura inducida. El factor de recuperación casi alcanza su máximo a partir de 0.5 volúmenes porosos inyectados. Si se toma en cuenta que el volumen de la fractura es de 3.7 mL, se observa que el aceite que se recupera es principalmente el que proviene de esta zona. Por tanto, se infiere que el aceite remanente permaneció básicamente en la matriz. El volumen poroso total de agua inyectada durante esta etapa fue de 4.125, aunque ya no se observó producción de aceite adicional a partir de 1.375 volúmenes de poro inyectados.

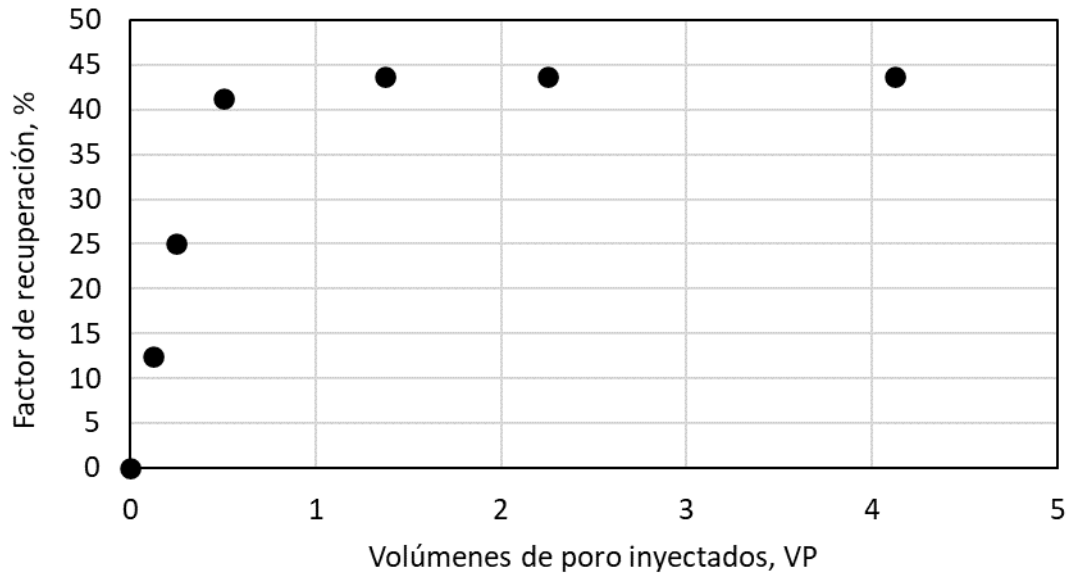


Figura 6.6. Factor de recuperación de aceite por la inyección de agua en una muestra de roca carbonatada vugular con fractura inducida.

6.2.2. Resultados etapa 2. Fractura con presencia de PPG

Mediante el proceso de una segunda inyección de agua, después de la colocación del PPG en la fractura, se observó un incremento adicional en la producción de aceite. La **Tabla 6.3** muestra los datos experimentales recabados durante la segunda etapa. Se registró una producción acumulada de aceite de 0.8 ml que representa el 10.0 % de la saturación inicial de aceite presente en el núcleo. El volumen poroso total de agua inyectada durante esta etapa fue de 5.625.

Tabla 6.3. Resultados generales de etapa 2 de experimentación

Vial	Intervalo de tiempo (min)	Tiempo acumulado (min)	Hidrocarburo producido en el intervalo de tiempo (mL)	Agua producida en el intervalo de tiempo (mL)	Hidrocarburo acumulado (mL)	Agua acumulada (mL)	Volúmenes porosos inyectados de agua	Factor de recuperación (%)
1	1	1	0.15	0.95	0.15	0.95	0.125	1.9
2	2	3	0.2	1.8	0.35	2.75	0.375	4.4
3	2	5	0.15	1.85	0.5	4.6	0.625	6.3
4	2	7	0.1	1.9	0.6	6.5	0.875	7.5
5	3	10	0.1	2.9	0.7	9.4	1.25	8.8
6	5	15	0.05	4.95	0.75	14.35	1.875	9.4
7	15	30	0.05	14.95	0.8	29.3	3.75	10.0
8	15	45	0.0	15.0	0.8	44.3	5.625	10.0

La **Figura 6.7** muestra el comportamiento del factor de recuperación conforme se fue inyectando el agua. A diferencia de la etapa anterior, se observa que hay producción de aceite durante un periodo de tiempo mayor, pues aún hay presencia de éste a la salida del sistema hasta 3.75 volúmenes porosos inyectados. Se infiere que el hidrocarburo proviene de la zona que corresponde a la matriz, por lo que el PPG actúa como un tapón al flujo al menos en la fractura.

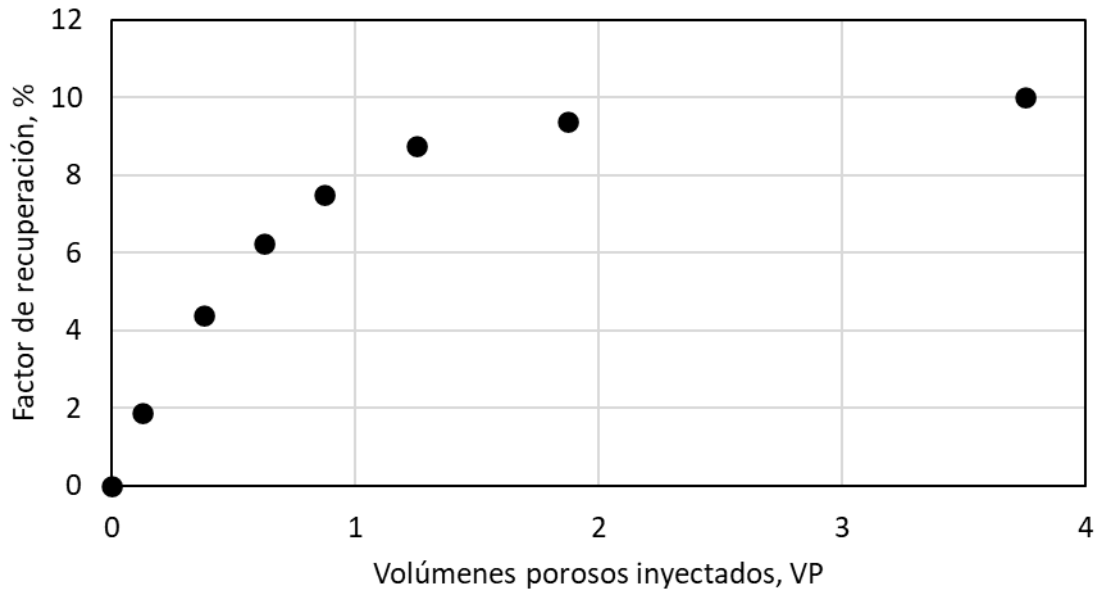


Figura 6.7. Factor de recuperación de aceite por la inyección de agua en una muestra de roca carbonatada vugular con fractura inducida y presencia de PPG en la fractura.

6.2.3. Aplicación del modelo desarrollado al comportamiento del diferencial de presión una vez colocado el PPG en la fractura.

La **Figura 6.8** muestra el seguimiento del factor de recuperación y del diferencial de presión conforme se fueron inyectando los volúmenes porosos de agua, luego inyección de PPG y finalmente reinyección de agua una vez que el PPG se colocó en la fractura. Se puede observar que el diferencial de presión es mínimo en la primera etapa de inyección de agua debido a que el esfuerzo es mínimo para desplazar al aceite en la fractura. La etapa de inyección de PPG incrementa considerablemente el diferencial de presión hasta 32 psi. Sin embargo, durante esta etapa no se registró un incremento en el factor de recuperación de hidrocarburo, por lo que se puede deducir que el PPG simplemente se ubica en la fractura sin tener una injerencia en el desplazamiento de hidrocarburo que se encuentra en el interior de la matriz, ya que, de acuerdo con el balance volumétrico, el aceite recuperado en la primera etapa de inyección provenía en su totalidad de la fractura. Durante la etapa de reinyección de agua se observa en una primera instancia un incremento abrupto de la presión por lo que se infiere que el PPG actúa brevemente como una barrera al flujo de agua. Después alcanza un pico de 42 psi en el gradiente de presión para canalizarse a través de la matriz. Se deduce una

canalización hacia la matriz porque se observa un incremento en el factor de recuperación de aceite, pasando de 43.8 % a 53.8 %. Es en la etapa de reinyección de agua donde se observa un comportamiento de presión similar a los reportados en el Capítulo 4, con incrementos característicos de compactación y posterior canalización de fluido.

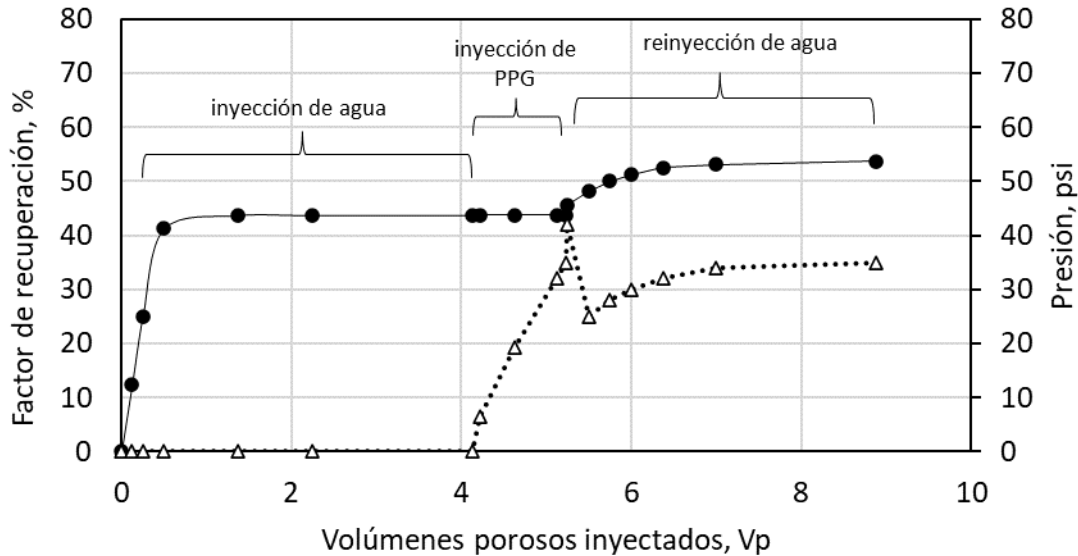


Figura 6.8. Seguimiento de factor de recuperación de hidrocarburo (línea continua) y diferencial de presión (línea punteada) por la inyección de agua-PPG-agua en una muestra de roca carbonatada vugular con fractura inducida

El ajuste del modelo propuesto en el Capítulo 4 de esta tesis (ecuación 4.9) muestra que el comportamiento de la presión (ver **Figura 6.9**) en la etapa de reinyección de agua es de compactación (parámetros de ajuste: $\nu = -0.48$ y $k_0 = 27.7$ mD) al principio y posteriormente de canalización (parámetros de ajuste: $\nu = 28.0$ y $k_0 = 44.0$ mD). La permeabilidad inicial $k_0 = 27.7$ mD del PPG ajustada con la ecuación 4.9 durante la etapa de compactación es menor a la que corresponde a la muestra de roca antes de la fractura (permeabilidad de la roca, 50 mD) y esta es la razón por la que el flujo de agua se da preferentemente por la matriz desplazando al aceite allí remanente. Además, durante la etapa de canalización la permeabilidad de referencia en este caso es de $k_0 = 44$ mD, valor que es muy cercano al que correspondería a la matriz por lo que el agua optará también por moverse preferentemente en la matriz antes que en la fractura obturada por el PPG.

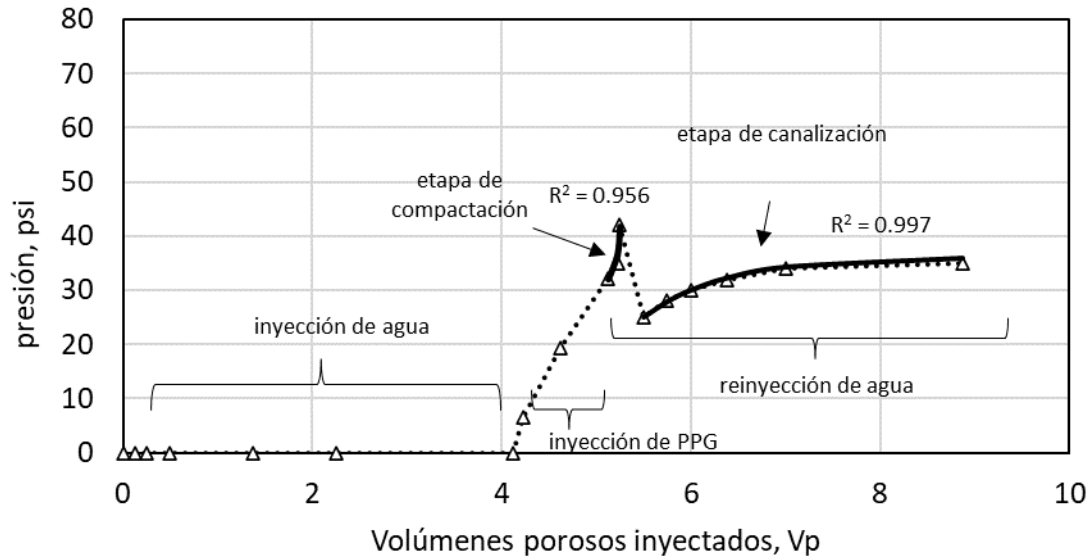


Figura 6.9. Identificación de etapas de compactación y canalización de agua una vez se ha colocado el PPG en la fractura mediante el modelo propuesto (ecuación 4.9).

6.3. Conclusiones

Se ha mostrado una metodología experimental para evaluar la efectividad del PPG como agente bloqueante y diversificador de agua en una muestra de roca carbonatada, vugular y con fractura inducida. Los resultados experimentales muestran que cuando el núcleo posee una fractura franca al flujo, el agua desplaza únicamente el aceite contenido en la fractura. Si el PPG se coloca en la fractura, y posteriormente se somete a una segunda inyección de agua, se observa un incremento en el factor de recuperación de hasta un 10 % del aceite original *in situ*. Además, se ha mostrado que el modelo desarrollado en el Capítulo 4 de esta tesis es también una excelente herramienta para identificar los fenómenos de compactación y de canalización o diversificación una vez se ha colocado el PPG en la fractura. Con base en los resultados obtenidos, esta tecnología debe considerarse para su aplicación en yacimientos naturalmente fracturados y con alto corte de agua debido a canalización (> 40% de acuerdo con Bai et al., 1999).

Capítulo 7

Determinación de las permeabilidades relativas agua-aceite debido al flujo de fluidos a través del PPG

Las partículas preformadas de gel (PPG) son un medio eficaz para detener el flujo de agua, cuando éste se ha colocado en un medio de alta conductividad tales como fracturas o zonas de alta permeabilidad. Se ha observado también que, a diferencia del gel *in situ*, la restricción al flujo depende de la fase. En el caso del aceite, la restricción es menor en comparación con la del agua, por lo que la permeabilidad efectiva al aceite, si se considera al PPG como un medio pseudoporoso, es mayor en comparación con lo que ocurre con la fase agua. Sin embargo, no existe información en la literatura especializada de pruebas experimentales que muestren la diferencia en comportamiento en las permeabilidades relativas agua-aceite para un medio deformable como el PPG.

En este Capítulo se propone una metodología determinar la permeabilidad relativa agua-aceite a través de un medio con alta capacidad de deformación como el PPG. Los resultados experimentales muestran un comportamiento no observado hasta el momento pero que son consistentes con la interpretación de canalización y compactación a la que este se ve sujeto el PPG por los esfuerzos que puede inducir el gasto volumétrico de cada una de las fases.

7.1. Sección experimental

En esta sección, se presenta la metodología experimental para evaluar las permeabilidades relativas agua-aceite usando un gel de partículas preformadas o PPG considerado como un medio poroso deformables. Como una primera aproximación, la metodología toma en cuenta la desarrollada por Jones y Rozselle (1978) donde se considera una viscosidad efectiva que se deduce a partir del diferencial de presión que se desarrolla a lo largo del medio utilizado y del cálculo de la viscosidad efectiva en condiciones de flujo transitorio.

7.1.1 Materiales

El agua bidestilada fue provista por Agualab Científica S.A. de C.V. y de acuerdo con la hoja de datos proporcionada por el proveedor, la densidad y la viscosidad fueron de 1.0 g/cm^3 y 1.0 cP a condiciones estándar, respectivamente. El aceite es n-decano provisto por Sigma Aldrich y de acuerdo con la hoja de datos proporcionada por el proveedor, la densidad y la viscosidad fueron de 0.95 g/cm^3 y 1.0 cP , respectivamente. El PPG (Hidrogel 3005K4) fue proporcionado por Hidrogelmex, y corresponde a un copolímero entrecruzado de acrilamida y acrilato de potasio. Las características principales se muestran en la **Tabla 7.1**.

Tabla 7.1 Propiedades del PPG empleado en los experimentos

Materia seca	85% - 90%
Densidad aparente	0.85
Pesos específico	1.10 g/cm^3
pH	8.10
Apariencia del PPG, seco	Polvo blanco
Aparencia del PPG PPG, hidratado	Gel transparente

El PPG se preparó de la siguiente manera: una muestra seca del PPG original se pesó y se sumergió en agua bidestilada a temperatura ambiente durante 24 horas para alcanzar el equilibrio de hinchamiento. Las partículas hinchadas se retiraron del líquido y se secaron con papel filtro para eliminar el exceso de agua. El PPG hinchado se colocó en una columna de desplazamiento como si se tratara de un empacamiento de un medio no consolidado.

7.1.2. Arreglo experimental

La **Figura 7.1** muestra el sistema para medir el diferencial de presión cuando se tiene el desplazamiento de agua y aceite a través del PPG. Consta de un recipiente de agua y uno de aceite; una columna de acero de longitud = 10 cm y diámetro interno = 3 cm; una bomba de desplazamiento positivo (QUIZIX, modelo QX6000); un manómetro diferencial (marca VALIDYNE; modelo P55); un colector de fluidos y un sistema de adquisición de datos.

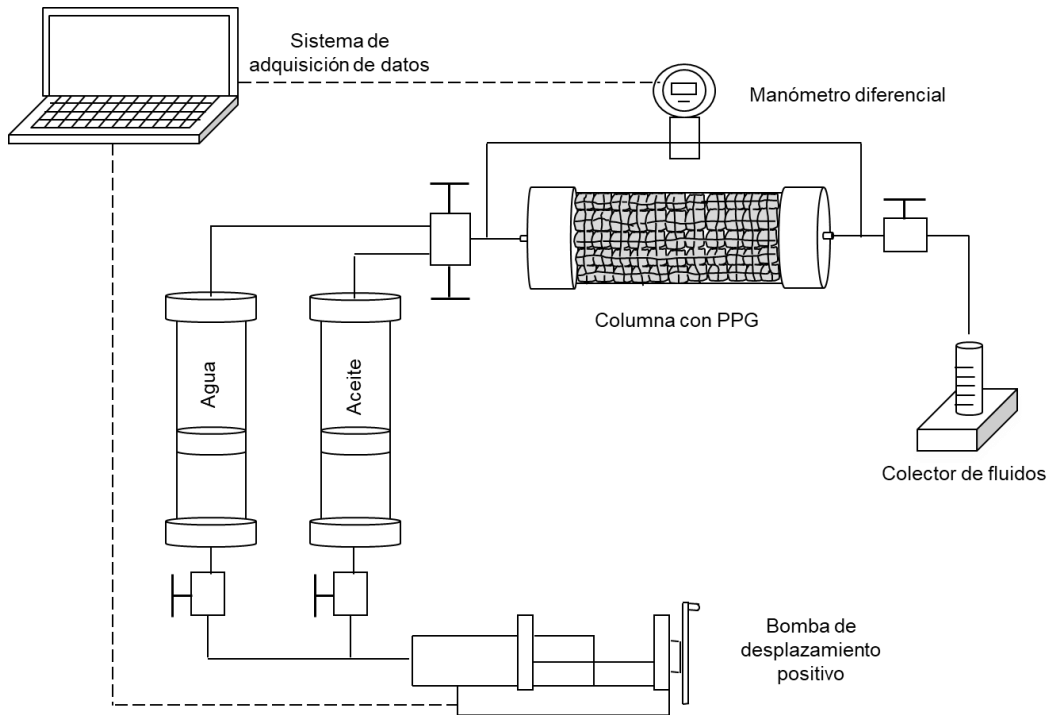


Figura 7.1. Esquema del sistema en que se evaluó la facilidad con que fluye el agua y aceite a través del PPG.

7.1.3. Procedimiento experimental

En particular, Goudarzi et al. (2015) propusieron que las viscosidades efectivas son una herramienta efectiva para deducir las permeabilidades al agua y al aceite en simulaciones donde el PPG ha sido colocado, dando excelentes resultados en cuanto a la predicción del desplazamiento del frente de agua y factor de recuperación de aceite en medios de alta conductividad. Por esta razón es que se ha elegido el método propuesto por Jones y Roszelle (1978) para determinar las permeabilidades relativas, ya que precisamente en este método se recurre al concepto de viscosidades efectivas para realizar el cálculo.

A continuación, se describe el procedimiento experimental para medir las permeabilidades relativas.

7.1.3.1. Permeabilidad relativa agua-aceite

1. Saturación del empacamiento de PPG al 100 % con agua destilada y reposó durante 24 horas.

2. EL PPG se saturó con n-decano hasta que alcanzó el equivalente a la saturación de agua irreductible a la presión y temperatura estándar.
3. Una vez se saturó el PPG hasta la saturación de agua irreductible con agua bidestilada, se desplazó el aceite con el agua a un gasto constante de 5 mL/min. Se midió y capturó en tiempo real con el sistema de adquisición de datos la caída de presión a través del PPG, así como la cantidad de aceite y agua que se obtuvieron a la salida del sistema. El agua y el aceite producidos se recibieron en un colector de líquidos que se encontraba después de la válvula de salida.
4. Análisis de datos. El análisis de datos para obtener las curvas de permeabilidad relativa se llevó a cabo con el método gráfico reportado por Jones y Roszelle (1978).

7.2. Resultados y discusión

La **Tabla 7.2** muestra los datos requeridos para medir las permeabilidades relativas agua-aceite en un medio poroso altamente deformable como el PPG, aplicando el método de Jones-Roszelle.

Tabla 7.2. Datos requeridos para el cálculo de permeabilidades relativas por el método de Jones y Roszelle

Longitud	3.9 cm
Diámetro	2.5 cm
$\mu_b = \mu_w$	1.0 cP (@ p=1 atm T=20° C)
$\mu_o =$	0.92 (@ p=1 atm T=20° C)
S_{wi} (estimado)=	0.15
\emptyset (estimado) =	49 %
q =	6 cm ³ /h

El experimento se llevó a cabo a condiciones de presión y temperatura ambiente y se repitió una vez con resultados similares.

La **Figura 7.2** muestra las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite experimental.

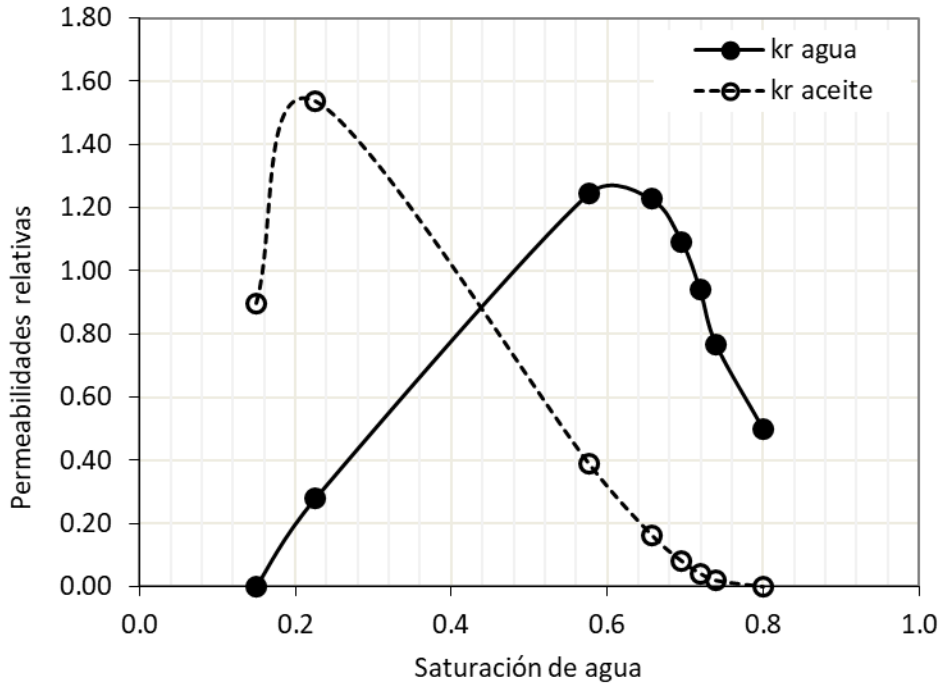


Figura 7.2. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite en el empaque de PPG

Analizando la **Figura 7.2** se tienen las siguientes observaciones (tomando como base para este análisis los datos experimentales):

- a. La saturación de agua irreductible para este sistema es de $S_{wi} = 0.15$. De acuerdo con las reglas propuestas por Craig este valor no coincide de manera determinante con un medio mojado por agua (mayor a 20 %), tampoco con uno mojado por aceite (menor a 15 %).
- b. La permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua irreductible ($S_{wi} = 0.15$) fue de $k_{ro} = 0.90$, mientras que la permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite residual ($S_w = 0.80$, con $S_{or} = 1 - S_w = 0.20$) fue de $k_{rw} = 0.50$.
- c. Existen saturaciones para las cuales la permeabilidad relativa al aceite es mayor al valor unitario, sobre todo al inicio de la inyección de agua (observar por ejemplo la saturación $S_w = 0.23$ en donde $k_{ro} = 1.54$). En un medio poroso convencional esto no ocurre. Sin embargo, el PPG es un medio poroso deformable y que responde a los esfuerzos provocados por la inyección de agua. Una posible explicación al

incremento por encima del valor unitario de la permeabilidad relativa al aceite es que el esfuerzo provocado por la inyección de agua genera una deformación y por tanto una apertura de los canales preferenciales de flujo a través del PPG, incrementando con ello la permeabilidad que se consideraba como base.

- d. El punto de cruce y donde coinciden las permeabilidades relativas se observa para una saturación de agua de 0.44 y con permeabilidades para ambos fluidos cercano a la unidad ($k_{ro} = k_{rw} = 0.90$) lo que implica que la conductividad total del sistema es cercana a la permeabilidad base.
- e. La permeabilidad relativa al agua es máxima ($k_{rw} = 1.25$), para una saturación de agua $S_w = 0.60$. De nuevo, este comportamiento no se observa en un medio poroso convencional. El incremento en la permeabilidad relativa del agua por encima del valor unitario en un intervalo cercano a la saturación $S_w = 0.60$ indica apertura de canales preferenciales de flujo. Nótese que la permeabilidad relativa al aceite $k_{ro} = 0.40$ para esa saturación de agua es aún considerable en comparación con la permeabilidad base.
- f. A partir de una saturación de agua $S_w = 0.60$, la permeabilidad relativa al agua decrece hasta alcanzar un valor de $k_{rw} = 0.50$ para dejar una saturación de aceite residual de 0.20. El valor de 0.50 en la permeabilidad relativa al agua en el S_{or} implicaría, de acuerdo con las reglas empíricas propuestas por Craig, que el medio es mojado por aceite. Sin embargo, la interpretación en este caso es que se mantiene alto debido a la deformación y posible creación de canales de flujo a través del PPG.

Cabe señalar que las permeabilidades relativas obtenidas con el método de Jones-Roszelle empatan bien con la idea de que la movilidad de los fluidos pudiera ser dependiente de la presión, dado que se determina la viscosidad efectiva para cada dato experimental obtenido. Al respecto, es interesante comentar que recientemente Fusi et al. (2015) publicaron un trabajo teórico que considera un medio capilar para el cual las permeabilidades relativas y las viscosidades efectivas son dependientes de la presión, una idea que se ha planteado en el Capítulo 3 de esta tesis para un medio pseudoporoso deformable y que tiene un impacto directo en la interpretación de la compactación y canalización de fluido a través del PPG. La **Figura 7.3** muestra el comportamiento de las permeabilidades relativas en función de la

saturación y del cociente entre viscosidades efectivas, parámetro al cual Fusi et al. (2015) denominan θ . El comportamiento es similar al reportado en la **Figura 7.2** con permeabilidades relativas que exceden el valor unitario para ciertos rangos de saturación.

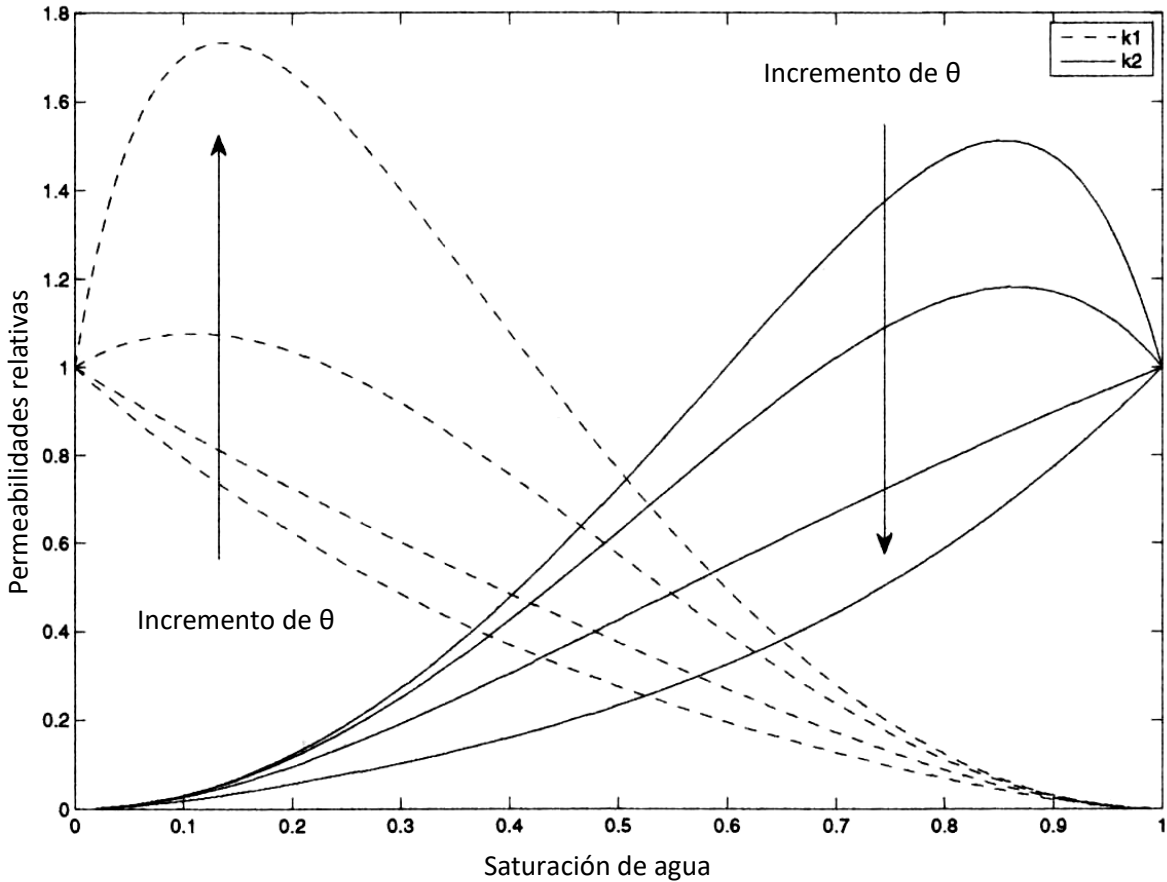


Figura 7.2. Curvas teóricas reportadas por Fusi et al. (2015) de permeabilidades relativas y viscosidades efectivas dependientes de la presión.

7.3. Conclusiones

Se ha implementado una metodología para interpretar las permeabilidades relativas agua-aceite a través de un medio deformable como el PPG. En este caso, el comportamiento de las permeabilidades relativas agua-aceite es diferente al que se presenta en un medio poroso convencional. Se observa que la permeabilidad relativa al aceite es mayor a uno en una etapa temprana de saturación de agua y la permeabilidad relativa al agua es también mayor a uno en una etapa tardía de saturación. Estos incrementos por encima de la unidad se interpretan como un aumento de la permeabilidad inicial del PPG debido a los esfuerzos provocados por

la inyección de agua y posterior movilidad del aceite. En la etapa temprana, se tiene una ampliación de los caminos preferenciales de flujo al aceite resultado de la progresiva saturación de agua. En la etapa tardía, el agua promueve la creación de canales que tienden a disminuir conforme pasa a través del PPG. Finalmente, cabe mencionar que el método propuesto por Jones-Roszelle es especialmente útil para el cálculo de permeabilidades relativas en un medio deformable como el PPG, ya que se recurre al concepto de viscosidades aparentes que es similar al propuesto por Goudarzi et al. (2015) para la obtención de las permeabilidades efectivas. Además, el comportamiento de las permeabilidades relativas es similar al deducido por Fusi et al. (2015) por lo que se puede inferir que estas son también dependientes de la presión que se desarrolla en el sistema.

Capítulo 8

Conclusiones generales

La tecnología por inyección de partículas preformadas de gel (PPG) para el control de la movilidad de agua y el incremento del factor de recuperación de aceite tiene un gran potencial en medios porosos heterogéneos que presentan una alta conductividad por la presencia de fracturas o bien por la presencia de zonas con alta permeabilidad (> 100 mD, Esfahlan M. S. et al., 2021).

En este trabajo se ha dado seguimiento a tres factores que se consideran de relevancia para diseñar, implementar y predecir el comportamiento del PPG en medios con alta conductividad, esto es,

1. Evaluación y predicción del comportamiento del diferencial de presión debido al transporte y colocación de PPG en medios porosos en condiciones de flujo estacionario y transitorio mediante la propuesta de un modelo teórico-analítico.
2. Evaluación y predicción del comportamiento del diferencial de presión debido al flujo de fluidos (fase agua) a través de las partículas preformadas de gel, mediante una aproximación teórica y experimental.
3. Evaluación experimental y teórica del modelo propuesto en condiciones de flujo estacionario para diferentes tipos de PPG y utilizando agua e hidrocarburo.
4. Propuesta de metodología experimental para evaluar la interacción roca-PPG-agua-aceite mediante el factor de recuperación y análisis con el modelo de compactación y canalización desarrollado en una muestra de roca carbonatada, vugular y fractura inducida.
5. Análisis de las permeabilidades relativas agua-aceite en un medio deformable como el PPG.

Considerando el desarrollo experimental y los modelos teóricos aquí propuestos se ha llegado a las siguientes conclusiones:

1. El PPG cuando se desplaza al interior de un medio poroso homogéneo se puede considerar como un fluido que presenta una viscosidad y densidad que depende localmente de la presión. En condiciones de flujo transitorio se propaga al interior del medio poroso con un frente de partículas cuya característica es que, en la zona del frente, la presión es constante y corresponde a la presión que necesitan las partículas para deformarse y pasar a través de las gargantas de poro. Esta presión depende de propiedades del gel como: módulo elástico, la relación de Poisson, la relación del diámetro de la partícula a la garganta y el coeficiente de fricción. En condiciones de flujo estacionario, el gradiente de presión depende fuertemente del gasto y puede ser caracterizado mediante el factor de resistencia residual.
2. Una vez colocado en una zona de alta conductividad, el PPG es un medio altamente deformable que puede ser considerado como un medio pseudoporoso con una permeabilidad k que es función de la presión local p desarrollada por el fluido que le atraviesa. La dependencia de la permeabilidad puede representarse con la ecuación 4.1

$$k(p) = k_0 \left(\frac{p_0}{p_0 - p} \right)^m \quad 4.1$$

donde p es la presión manométrica local del fluido, p_0 es un valor de referencia que es una función de un parámetro ajustable v , y representa el esfuerzo de deformación en el PPG (ya sea por compactación o comportamiento de canalización), k_0 es la permeabilidad en condiciones iniciales y $m = 2$ es el índice de sensibilidad al esfuerzo.

3. Las pruebas de desplazamiento de fluido a través del PPG muestran el desempeño de 3 tipos de partículas de gel preformado, esto es, DR, PA y NC para el control de agua en canales preferenciales de flujo. Estos geles tienen un desempeño excelente siendo el DR el que mejor comportamiento obtuvo cuando se incrementa el gasto de agua. En todos los casos el factor de resistencia residual al agua es mucho más grande (1 o 2 órdenes de magnitud) comparado con el factor de resistencia residual al

hidrocarburo. Esta característica es relevante si se considera que el PPG puede ser una buena alternativa para ser aplicado en campo.

4. Se ha desarrollado una metodología para evaluar la interacción roca-PPG-agua-hidrocarburo y cómo impacta en el factor de recuperación de hidrocarburo la presencia de PPG en un medio con alta permeabilidad. Se ha mostrado que el PPG mejora la recuperación de hidrocarburo obturando el flujo de agua a través de la fractura y diversificando el flujo a través de la matriz. Nótese que la matriz es altamente vugular y conductiva y aun así el PPG mostró un incremento del 10 % en la recuperación de aceite.
5. Se han presentado las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite para una muestra de PPG utilizando el método propuesto por Jones-Roszelle. El experimento muestra un comportamiento no convencional pues las permeabilidades relativas son, para algunas saturaciones, mayores a la unidad. Una posible explicación de este incremento en la permeabilidad es la deformación de la estructura del PPG (el PPG es un medio muy elástico), producto de los esfuerzos provocados por la inyección de agua y la movilización del aceite. El aceite muestra una alta permeabilidad (superior a la unidad) al inicio de la inyección y el agua lo hace hacia el final de la inyección. Las mediciones experimentales y su respectiva comparación con un modelo publicado en la literatura especializada confirman que la permeabilidad relativa también es función de la presión.

Referencias bibliográficas

1. Almohsin, A., Bai, B., Imqam, A., Wei, M., Kang, W., Delshad, M., Sepehrnoori, K. 2014. Transport of Nanogel through Porous Media and Its Resistance to Water Flow. SPE Improved Oil Recovery Symposium. <https://doi.org/10.2118/169078-MS>
2. Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., Roodhart, L., 2000. The Challenge of Water Control. Oilfield Review, **12**, 30–51.
3. Baghban Salehi, M., Mousavi Moghadam, A., Jarrahan, K., 2019. Effect of network parameters of preformed particle gel on structural strength for water management. In: SPE International Conference on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/193631-PA>
4. Bai, B., Li, Y., Liu, X., 1999. New development of water shutoff and profile control in oilfields in China. Oil Drilling & Production Technology 20 (3), 64–68.
5. Bai, B., Liu, Y., Coste J.P., Li, L. 2007. Preformed Particle Gel for Conformance Control: Transport Mechanism Through Porous Media. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, **10** (2), 176-184. <https://doi.org/10.2118/89468-PA>
6. Bai, B., Li, L., Liu, Y., Liu, H., Wang, Z., You, C. 2007. Preformed Particle Gel for Conformance Control: Factors Affecting its Properties and Applications. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. **10** (4), 415-422. <https://doi.org/10.2118/89389-PA>
7. Bai B., Huang F., Liu Y., Seright, R. S., Wang, Y. 2008. Case Study of Preformed Particle Gel for in-Depth Fluid Diversion. SPE symposium on Improved Oil Recovery, <https://doi.org/10.2118/113997-MS>
8. Bai, B., Zhou, J., Liu, Y., Tongwa, P., 2013b. Thermo-dissoluble polymer for in-depth mobility control. In: IPTC 2013: International Petroleum Technology Conference. European Association of Geoscientists & Engineers, 350-00424. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16991-MS>
9. Barus, C. 1891. Note on the Dependence of Viscosity on Pressure and Temperature. Proceedings of the American Academy of Arts and Sciences, 27 (May, 1891 - May, 1892), 13-18. <https://doi.org/10.2307/20020462>

10. Binshan J., Yushu W., Tailiang F. 2011. Study on Fluid Flow in Nonlinear Elastic Porous Media: Experimental and modeling approaches, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **76**, 205-211, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.01.010>
11. Cao, Y., Chen, S., Meir, A.L. 2013. Analysis and Numerical Approximations of Equations of Nonlinear Poroelasticity, *Discrete and Continuous Dynamical Systems B*, **18** (5), 1253-1273. <https://doi.org/10.3934/dcdsb.2013.18.1253>
12. Caers, J. 2003. Efficient Gradual Deformation Using a Streamline-Based Proxy Method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **39**, 57–83. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00040-8](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00040-8)
13. Chávez-García, A., 2017, Caracterización de litologías del noreste de México y su utilización como análogos en pruebas de desplazamiento de hidrocarburo para recuperación mejorada: Universidad Autónoma de Nuevo León, Linares, 60 p. <http://eprints.uanl.mx/id/eprint/17067>
14. Chuanjin, Y., Dan, W., Jing, W., Jian, H., Guanglun, L., and Tammo S.S. 2017. Effect of Ionic Strength on the Transport and Retention of Polyacrylamide Microspheres in Reservoir Water Shutoff Treatment, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, **56** (28), 8158-8168. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.7b01588>
15. Coste, J.P., Liu, Y., Bai, B., Li, Y., Shen, P., Wang, Z., Zhu, G., 2000. In-Depth fluid diversion by pre-gelled particles. Laboratory study and pilot testing. In: *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/59362-MS>
16. Cuisiat, F., Gutierrez, M., Lewis, R.W., Masters, 1998. Petroleum Reservoir Simulation Coupling Flow and Deformation, *European Petroleum Conference*, <https://doi.org/10.2118/50636-MS>
17. Di Felice, R., Foscolo, P.U, Gibilaro, L.G., and Rapagna, S. 1991. The Interaction of Particles with a Fluid-Particle Pseudo-Fluid, *Chemical Engineering Science*, **46** (7), 1873-1877. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(91\)87035-B](https://doi.org/10.1016/0009-2509(91)87035-B)
18. Du, Y., L. Guan, and H. Liang. 2005. Advances of Produced Water Management. 6th Canadian International Petroleum Conference. Alberta, Canada:

Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum. <https://doi.org/10.2118/2005-060>

19. Elphick, J. y Seright, R.S. 1997. A Classification of Water Problem Types. Paper 1. PNC 3rd International Conference on Reservoir Conformance, Profile Control, Water and Gas Shut Off, Houston.
20. Elsharafi, M. O., Bai, B. 2016, Influence of Strong Preformed Particle Gels on Low Permeable Formations in Mature Reservoirs, *Petroleum Science*, **13**, 77-90. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0072-3>
21. Esfahlan, M. S., Khodapanah, E, Tabatabaei-Nezhad, S. A. 2021. Comprehensive review on the research and field application of preformed particle gel conformance control technology, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **222**, 108440. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108440>
22. Franck, A., Germany, T.I., 1993. Viscoelasticity and Dynamic Mechanical Testing. TA Instruments, New Castle, DE, USA AN004.
23. Fusi L., Farina, A., Saccomandi, G. 2015. Buckley-Leverett Equation with Viscosities and Relative Permeabilities Depending on Pressure, *SIAM Journal on Applied Mathematics*, **75** (5), 1983-2000.
24. Goudarzi, A, Zhang, H., Varavei, A., Taksaudon, P., Hu, Y.P., Delshad, M., Bai. B., and Sepehrnoor, K., 2015. A Laboratory and Simulation Study of Preformed Particle Gels for Water Conformance Control, *Fuel*, **140**, 502-513. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.081>
25. Hewitt, D. R., Nijjer, J. S., Worster, M. G., Neufeld, J. A. 2016, Flow-induced compaction of a deformable porous medium, *Physical Review E*, **93**, 023116. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.93.023116>
26. Imqam, A., Bai, B., Xiong, C., Wei, M., Delshad, M., Sepehrnoori, K. 2014. Characterizations of Disproportionate Permeability Reduction of Particle Gels Through Fractures. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/171531-MS>
27. Imqam, A., Bai, B., Al Ramadan, M., Wei, M., Delshad, M., Sepehrnoori, K. 2014. Preformed Particle Gel Extrusion through Open Conduits during Conformance

- Control Treatments. SPE Journal, **20** (5), 1083-1093. <https://doi.org/10.2118/169107-PA>
28. Imqam, A., Bai, B. 2015. Optimizing the Strength and Size of Preformed Particle Gels for Better Conformance Control Treatment, Fuel, **148**, 178-185, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.01.022>
29. Imqam, A., Wang, Z., Bai, B., Delshad, M. 2016. Effect of Heterogeneity on Propagation, Placement, and Conformance Control of Preformed Particle Gel Treatment in Fractures. SPE Improved Oil Recovery Conference. <https://doi.org/10.2118/179705-MS>
30. Imqam, A., Aldalfag, A., Wang, Y., Bai, B. 2016. Evaluation of Preformed Particle Gels Penetration into Matrix for Conformance Control Treatment in Partially Open Conduits, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/181545-MS>
31. Imqam, A., Bai, B. and Delshad, M. 2018. Micro-Particle Gel Transport Performance through Unconsolidated Sandstone and its Blocking to Water Flow during Conformance Control Treatments, Fuel, **231**, 479-488, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.05.099>
32. Jing, W., Hongling, Z., Huiqing, L., Wei, Z., Haomin, L., Chuanjin, Y., Jiapeng, Z., and Shen Y. 2017. Quantification of Transportation of Deformable Gel Particles in Porous Media, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/187266-MS>
33. Jones, S.C. and Roszelle, W.O. 1978. Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments. Journal of Petroleum Technology, **30**, 807-817. <http://dx.doi.org/10.2118/6045-PA>
34. Kang, W., Shao, S., Yang, H., Chen, C., Hou, X., Huang, Z., Zhao, H., Aidarova, S., Gabdullin, M., 2019. The effect of stepwise increasing of water injection rates on enhanced oil recovery after preformed particle gel treatment. Journal of Petroleum Science and Engineering, **182**, 106239. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106239>
35. Goudarzi, A., Zhang, H., Varavei, A., Taksaudom, P., Hu, Y., Delshad, M., Bai, B., Sepehrnoori, K. 2015. A Laboratory and Simulation Study of Preformed

- Particle Gels for Water Conformance Control. *Fuel*, **140**, 502–513. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.081>
36. Lebleu, N., Roques, C., Aimar, P., Causserand, C. 2009. Role of the cell-wall structure in the retention of bacteria by microfiltration membranes, *Journal of Membrane Science*, **326** (1), 178-185. <https://doi.org/10.1016/j.memsci.2008.09.049>
37. Lenji, M.A., Haghshenasfard, M., Sefti, M.V., Salehi, M.B., 2018. Experimental study of swelling and rheological behavior of preformed particle gel used in water shutoff treatment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **169**, 739–747. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.029>
38. Liu, Y., Bai, B., Wang, Y., 2010. Applied technologies and prospects of conformance control treatments in China. *Oil & Gas Science and Technology–Revue d’IFP Energies nouvelles* **65** (6), 859–878. <https://doi.org/10.2516/ogst/2009057>
39. MacMinn, C. W., Dufresne, E. R., Wettlaufer, J. S. 2015. Fluid-Driven Deformation of a Soft Granular Material, *Physical Review X*, **5**, 011020. <https://doi.org/10.1103/PhysRevX.5.011020>
40. MacMinn, C. W., Dufresne, E. R., Wettlaufer, J. S. 2016. Large Deformations of a Soft Porous Material, *Physical Review Applied*, **5**, 044020. <https://doi.org/10.1103/PhysRevApplied.5.044020>
41. Mehrabianfar P., Malmir P., Soulgani B. S., Hashemi A. 2020. Study on the Optimization of the Performance of Preformed Particle Gel (PPG) on the Isolation of High Permeable Zone, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **195**, 107530. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107530>.
42. Moghadam, A.M., Sefti, M.V., Salehi, M.B., Koochi, A.D., 2012. Preformed particle gel: evaluation and optimization of salinity and pH on equilibrium swelling ratio. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 2 (2), 85–91. <https://doi.org/10.1007/s13202-012-0024-z>
43. O’Connell, M.G., Lu, N.B., Browne, C.A., and Datta, S.S. 2019. Cooperative Size Sorting of Deformable Particles in Porous Media. *Soft Matter*, 15 (17), 3620-3626. <https://doi.org/10.1039/C9SM00300B>

44. Owczarek, S. 2010. A Galerkin Method for Biot Consolidation Model, *Mathematics and Mechanics of Solids*, **15** (1), 42-56. <https://doi.org/10.1177/1081286508090966>
45. Phillips, P. J., Wheeler, M. F. 2007. A Coupling of Mixed and Continuous Galerkin Finite-Element Methods for Poroelectricity I: The Continuous in Time Case, *Computational Geosciences*, **11**, 131. <https://doi.org/10.1007/s10596-007-9045-y>
46. Polyanin A.D. & Zaitsev V.F. 2004. *Handbook of Nonlinear Partial Differential Equations*, Chapman & Hall/CRC, USA, p. 840
47. Qiu, Y., Wei, M., Geng, J., Wu, F., 2016. Successful field application of microgel treatment in high temperature high salinity reservoir in China. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/179693-MS>
48. Qiu, Y., Wei, M., Bai, B. 2017. Descriptive Statistical Analysis for the PPG Field Applications in China: Screening Guidelines, Design Considerations, and Performances, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **153**, 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.03.030>
49. Rosti, M. E., Pramanik, S., Brandt, L., Mitra, D. 2020. The Breakdown of Darcy's law in a Soft Porous Material, *Soft Matter*, **16**, 939-944. <https://doi.org/10.1039/C9SM01678C>
50. Saghafi, H.R., Emadi, M.A., Farasat, A., Arabloo, M., Naderifar, A., 2016. Performance evaluation of optimized preformed particle gel (PPG) in porous media. *Chem. Eng. Res. Des.* 112, 175–189. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2016.06.004>
51. Saghafi, H. R. 2018. Retention Characteristics of Enhanced Preformed Particle Gels (PPGs) in Porous Media: Conformance Control Implications, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **166**, 962-968. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.098>
52. Sang, Q., Li, Y., Yu, L., Li, Z., Dong, M., 2014. Enhanced oil recovery by branched preformed particle gel injection in parallel-sandpack models. *Fuel* 136, 295–306. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.07.065>
53. Seright, R.S. 1995. Gel Placement in Fractured Systems. *SPE Production & Operations*, **10** (04), 241-248. <https://doi.org/10.2118/27740-PA>

54. Showalter, R.E. 2000. Diffusion in Poro-elastic Media, *Journal of Mathematical Analysis and Applications*, **251** (1), 310-340. <https://doi.org/10.1006/jmaa.2000.7048>
55. Shuaijun, L., Hong-hui, Y., and Jing F. 2021. Modeling Transport of Soft Particles. *Physical Review E*. 104 (2) <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.104.025112>
56. Siddique J. I., Ahmed, A., Aziz, A., Khalique, C., M. 2017. A Review of Mixture Theory for Deformable Porous Media and Applications, *Applied Sciences*, **7** (9), 917. <https://doi.org/10.3390/app7090917>
57. Sydansk, R.D. 1988. A New Conformance-Improvement-Treatment Chromium (III) Gel Technology. SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. <https://doi.org/10.2118/17329-MS>
58. Sydansk, D. y Romero-Zeron, L. 2011. Reservoir Conformance Improvement. Society of Petroleum Engineers, San Antonio, Texas.
59. Vasco, D.W. and Minkoff, S.E. 2009. Modelling Flow in a Pressure-Sensitive, Heterogeneous Medium, *Geophysical Journal International*, **179** (2), 972-989. <https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2009.04330.x>
60. Wang, J., Liu, H., Wang, Z., Xu, J., Yuan, D., 2013. Numerical simulation of preformed particle gel flooding for enhancing oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **112**, 248–257. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.11.011>
61. Wu, Y., Pruess, K. 2000. Integral Solutions for Transient Fluid Flow through a Porous Medium with Pressure-dependent Permeability, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, **37** (1-2), 51-61. [https://doi.org/10.1016/S1365-1609\(99\)00091-X](https://doi.org/10.1016/S1365-1609(99)00091-X)
62. Xiaofen, T., Yuzhang, L., Limin, Y., Falin, W., Tao, M., Hongwei, M., 2009. Laboratory researches on deep fluid diversion agent with high strength and retarding swelling characteristics. *Petrol. Explor. Dev.* **36** (4), 494–497. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(09\)60141-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(09)60141-5)
63. Yongge, L., Jian H., Qingliang, W., Jingyao, L., Lanlei, G., Fuqing, Y., and Kang Z. 2017. Flow of Preformed Particle Gel through Porous Media: A Numerical Simulation Study Based on the Size Exclusion Theory. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, **56** (10), 2840-2850. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.6b03656>

64. Zhang, H., Bai, B. 2010. Preformed Particle Gel Transport through Open Fractures and its Effect on Water Flow, SPE Journal, **16** (2), 388-400. <https://doi.org/10.2118/129908-PA>
65. Zhang, H., Ma, Y., Hao, Q., Wang, H., Liu, G., Yuan, S. 2016. Molecular dynamics study on mechanism of preformed particle gel transporting through nanopores: surface hydration, RSC Advances, **6** (9), 7172–7180. <https://doi.org/10.1039/C5RA24282G>
66. Zinchenko, A., Davis, R. 2013. Emulsion flow through a packed bed with multiple drop breakup. Journal of Fluid Mechanics, **725**, 611-663. <https://doi.org/10.1017/jfm.2013.197>

Apéndice A

Para resolver la ecuación 4.6, se propone en esta tesis una ecuación cuya solución general es de la forma

$$w(x, t) = e^{-2\lambda t} \varphi(u) \quad , \quad u = xe^{-\lambda mt} \quad , \quad \lambda \text{ cualquier valor} \quad \text{A.1}$$

Donde la función $\varphi = \varphi(u)$ se determina por la ecuación diferencial ordinaria:

$$\frac{d}{du} \left(\varphi^{-m} \frac{d\varphi}{du} \right) = -2a\lambda\varphi - m\alpha\lambda u \frac{d\varphi}{du} \quad \text{A.2}$$

En este caso,

$$\frac{\partial w}{\partial x} = e^{-(m+2)\lambda t} \frac{d\varphi}{du} \quad \text{A.3}$$

Por lo tanto

$$w^{-m} \frac{\partial w}{\partial x} = e^{(m-2)\lambda t} \varphi^{-m} \frac{d\varphi}{du} \quad \text{A.4}$$

Si se quiere que para $x = 0$, ecuación A.4 sea constante en el tiempo, entonces el parámetro m en el término exponencial es igual a 2 y así,

$$\left[w^{-2} \frac{\partial w}{\partial x} \right]_{x=0} = \left[\varphi^{-2} \frac{d\varphi}{du} \right]_{u=0} = \text{constante} \quad \text{A.5}$$

Por lo tanto, ecuación A.2 se convierte en

$$\frac{d}{du} \left(\varphi^{-2} \frac{d\varphi}{du} \right) = -2a\lambda\varphi - 2\alpha\lambda u \frac{d\varphi}{du} \quad \text{A.6}$$

Ahora, proponiendo un cambio de variable:

$$\varphi = \frac{1}{\psi} \quad \text{A.7}$$

La ecuación de Edem-Fowler se obtiene:

$$\frac{d^2\psi}{du^2} = A'u\psi^{-2} \frac{d\psi}{du} - A'\psi^{-1} \quad , \quad A' = -2a\lambda \quad \text{A.8}$$

cuya solución en forma paramétrica (Polyanin y Zaitsev, 2004) es:

$$\begin{aligned} u &= a_0 C_1 \tau \{ \tau^\nu - C_2 \tau^{-\nu} \} \\ \psi &= b_0 C_1 \tau \{ (1 + \nu) \tau^\nu + (1 - \nu) C_2 \tau^{-\nu} \} \end{aligned} \quad A' = \frac{b_0^2}{a_0^2} (1 - \nu^2) \quad \text{A.9}$$

donde a_0, b_0, C_1, C_2 y ν son constantes.

La condición de frontera cambia a:

$$\psi(u = 0) = \frac{1}{p_0} \quad \text{A.10}$$

$$\left[\frac{d\psi}{du} \right]_{u=0} = -\frac{q\mu}{Ak_0 p_0^2} \quad \text{A.11}$$

$$\lim_{u \rightarrow \infty} \psi(u) \rightarrow \infty \quad \text{A.12}$$

Por otra parte, de la ecuación A.9

$$\frac{d\psi}{d\tau} = b_0 C_1 \{ (1 + \nu)^2 \tau^\nu + C_2 (1 - \nu)^2 \tau^{-\nu} \} \quad \text{A.13}$$

y

$$\frac{d\tau}{du} = a_0^{-1} C_1^{-1} \{ (1 + \nu) \tau^\nu + (1 - \nu) \tau^{-\nu} \}^{-1} \quad \text{A.14}$$

Así

$$\frac{d\psi}{du} = \frac{d\psi}{d\tau} \frac{d\tau}{du} = \left(\frac{b_0}{a_0} \right) \frac{(1 + \nu)^2 \tau^\nu + C_2 (1 - \nu)^2 \tau^{-\nu}}{(1 + \nu) \tau^\nu + (1 - \nu) \tau^{-\nu}} \quad \text{A.15}$$

Sin pérdida de generalidad, la condición $u = 0$ se satisface si $\tau = 1$ y $C_2 = -1$, por lo tanto

$$\left[\frac{d\psi}{du} \right]_{u=0} = 2 \frac{b_0}{a_0} \quad \text{A.16}$$

Y así,

$$2 \frac{b_0}{a_0} = \frac{q\mu}{Ak_0 p_0^2} \quad \text{A.17}$$

y,

$$-2\lambda = \frac{\mu(1-v^2)}{4\phi c_t A^2 k_0 p_0^2} q^2 \quad \text{A.18}$$

De la ecuación A.9 también se observa que si $\tau = 1$ y $C_2 = -1$, entonces

$$\frac{1}{p_0} = [\psi]_{u=0} = 2b_0 C_1 v \quad \text{A.19}$$

Si elegimos $C_1 = a_0^{-1}$, entonces

$$\frac{1}{p_0} = [\psi]_{u=0} = \frac{q\mu v}{Ak_0 p_0^2} \quad \text{A.20}$$

y

$$p_0 = \frac{q\mu v}{Ak_0} \quad \text{A.21}$$

Finalmente

$$p(x=0, t) = \frac{\mu q v}{Ak_0} \left(1 - e^{-\frac{k_0(1-v^2)}{4\phi\mu c_t v^2} t} \right) \quad \text{A.22}$$

Caso estacionario

En el caso estacionario, no hay dependencia en el tiempo. En el caso de canalización de fluidos, la ecuación 4.4 con $m = 2$ se convierte en

$$\frac{d}{dx} \left[\left(\frac{p_1}{p_1 - p} \right)^2 \frac{dp}{dx} \right] = 0 \quad \text{A.23}$$

pero,

$$\left[\left(\frac{p_1}{p_1 - p} \right)^2 \frac{dp}{dx} \right] = -\frac{\mu L q}{A k_0} \quad \text{A.24}$$

Resolviendo para p

$$\int_p^0 \left(\frac{p_1}{p_1 - p} \right)^2 dp = -\frac{\mu q}{A k_0} \int_0^L dx \quad \text{A.25}$$

Entonces

$$p = \frac{\mu L p_1 q}{A k_0 p_1 + \mu L q} \quad \text{A.26}$$

En el caso de compactación, la ecuación 4.4 se convierte en

$$\frac{d}{dx} \left[\left(\frac{p_1}{p_1 + p} \right)^2 \frac{dp}{dx} \right] = 0 \quad \text{A.27}$$

Siguiendo el mismo procedimiento mostrado arriba, finalmente se obtiene

$$p = \frac{\mu L p_1 q}{A k_0 p_1 - \mu L q} \quad \text{A.28}$$

Apéndice B

Con base en la ecuación 4.9, la derivada de la presión es

$$\frac{dp}{dt} = \frac{q(v^2 - 1)}{4A\phi\mu c_t} e^{\frac{k_o(1-v^2)}{4\phi\mu c_t v^2} t} \quad \text{B.1}$$

Si aproximamos con diferencias finitas, entonces

$$\frac{dp}{dt} \approx \frac{p_i - p_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \approx \frac{q(v^2 - 1)}{4A\phi\mu c_t v} e^{\frac{k_o(1-v^2)}{4\phi\mu c_t v^2} t_{i+1/2}} \quad \text{B.2}$$

donde p_i es la presión experimental al tiempo t_i , y $t_{i+1/2} = (t_i + t_{i+1})/2$

Si tomamos el logaritmo natural en la ecuación B.2, entonces esta es linealizada, i. e.,

$$\ln\left(\frac{p_i - p_{i-1}}{t_i - t_{i-1}}\right) = \ln\left(\frac{q(v^2 - 1)}{4A\phi\mu c_t v}\right) + \frac{k_o(1 - v^2)}{4\phi\mu c_t v^2} t_{i+1/2} \quad \text{B.3}$$

Ecuación B.3 tiene la forma $y_i = \alpha + \beta x_i$, donde puede ser analizada punto por punto o mediante la bien conocida metodología de mínimos cuadrados. Así,

$$y_i = \ln\left(\frac{p_i - p_{i-1}}{t_i - t_{i-1}}\right) \quad \text{B.4}$$

$$x_i = t_{i+1/2} \quad \text{B.5}$$

y

$$\alpha = \ln\left(\frac{q(v^2 - 1)}{4A\phi\mu c_t v}\right) \quad \text{B.6}$$

$$\beta = \frac{k_o(1 - v^2)}{4\phi\mu c_t v^2} \quad \text{B.7}$$

Así, resolviendo para v en ecuación B.6

$$v = \frac{e^\alpha - \sqrt{e^{2\alpha} + 4 \left(\frac{q}{4A\phi\mu c_t} \right)^2}}{2 \left(\frac{q}{4A\phi\mu c_t} \right)} \quad \text{B.8}$$

Por lo tanto, de la ecuación B.7

$$k_o = \frac{4\beta\phi\mu c_t v^2}{(1 - v^2)} \quad \text{B.9}$$