



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES–
YACIMIENTOS

**Evaluación Experimental de las Partículas Preformadas de Gel (PPG) como una Alternativa
para la Recuperación de Petróleo en Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados**

Tesis

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

Angel Emmanuel Gómez Sandoval

TUTOR

Dr. Simón López Ramírez
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

Ciudad de México, febrero 2021



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 industria petrolera, las Partículas Preformadas de Gel (PPG) son partículas que se hidratan en la superficie y posteriormente se inyectan al yacimiento para disminuir la producción de agua y/o mejorar la eficiencia de barrido.

En el presente trabajo se evalúa a escala de laboratorio, la capacidad que presentan las PPG para diversificar el flujo de agua hacia la matriz y con esto mejorar la eficiencia de barrido de petróleo en un medio que emula un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado.

Por lo anterior, se revisaron pruebas de laboratorio hechas con las PPG y casos de éxito en campo, constatando su aplicación en China en yacimientos de areniscas para mejorar la eficiencia de barrido. Con base en lo anterior, se desarrolló un método específico para evaluar la efectividad de las PPG como diversificador de flujo en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, que consiste en tres etapas, en la primera etapa se determina la capacidad de hinchamiento de las PPG en función del diámetro de las partículas; la segunda evalúa el efecto en el desplazamiento de agua/n-decano en una celda en presencia de PPG, a efecto de caracterizar la capacidad de flujo entre el agua y n-decano, y las PPG, y finalmente, se ejecutó una prueba de desplazamiento de agua en un núcleo fracturado, donde la matriz se llevó a condiciones de saturación de agua irreductible, emulando con esto un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado.

Los resultados mostraron que las PPG reducen el paso del agua en la fractura, diversificando el flujo hacia la matriz, logrando con esto obtener una recuperación adicional del 12% respecto al sistema sin la presencia del PPG. Asimismo, se desarrolló una hipótesis sobre el aumento o disminución en el número y tamaño de los canales de las PPG como resultado del desplazamiento del agua y petróleo.

Contenido

Lista de figuras	iii
Lista de tablas.....	vi
Introducción	vii
Justificación.....	ix
Hipótesis.....	xi
Objetivo.....	xi
Capítulo 1 Generalidades	1
1.1 Yacimientos de hidrocarburos.....	1
1.2 Porosidad \emptyset	1
1.2.1 Clasificación de la porosidad	2
1.3 Permeabilidad (k).....	4
1.4 Mojabilidad	5
1.5 Fractura	7
1.6 Partículas Preformadas de Gel	8
1.7 Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados (YCNF).....	11
Capítulo 2 Marco Conceptual	13
2.1 Experimentos de laboratorio de las PPG.....	13
2.2 Experiencias de Campo en el uso de las PPG	15
Capítulo 3 Desarrollo Experimental.....	19
3.1 Fluidos utilizados	19

3.2	Materiales utilizados	20
3.3	Arreglo experimental de las pruebas en celda.....	22
3.4	Arreglo experimental de la prueba en núcleo.....	23
3.5	Equipos utilizados	24
3.6	Metodologías desarrolladas.....	28
3.6.1	Metodología para realizar las pruebas en celda.....	29
3.6.2	Metodología para realizar pruebas en núcleo.....	30
Capítulo 4 Resultados		35
4.1	Caracterización de las PPG.	35
4.1.1	Identificación del volumen de las partículas de las PPG.....	35
4.1.2	Relación de la masa de las PPG deshidratadas con el volumen de las PPG hidratadas. ...	36
4.2	Experimentos de permeabilidad en celda y núcleo	37
4.2.1	Experimento en celda con dos tamaños de las PPG.	37
4.2.2	Evaluación de las PPG en un núcleo	43
4.2.2.1.1	Caracterización del núcleo	43
4.2.2.1.2	Creación y evaluación de la fractura	44
4.2.2.1.3	Evaluación de las PPG	44
Conclusiones		48
Anexo A. Evaluación de la Esfuerzo de Corte vs Rapidez de Corte en el Comportamiento del Flujo de una Columna Empacada con PPG.....		49
Fuentes de información:		56

Lista de figuras

Figura 0.1 Comparación de demanda de petróleo mundial con la producción de petróleo en México (BP Statistical Review of World Energy, 2020).	ix
Figura 1.1 Representación gráfica de la porosidad en una roca (elaborada propia).....	2
Figura 1.2 Porosidad en función de su petrofísica (elaborada propia).	2
Figura 1.3 Curva de permeabilidad relativa (Graue A. et al., 1999).	6
Figura 1.4. Sistema de clasificación de los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados (Nelson R.A., 2001).	8
Figura 1.5 Proceso de síntesis de las PPG (Durán-Valencia et al., 2014).....	9
Figura 2.1 Arreglo experimental. Modificado de (Imqam et al, 2014).	13
Figura 2.2 Arreglo experimental. Modificado de (Imqam et al., 2015).	14
Figura 2.3 Gráfica de la producción de agua obtenida al inyectar las PPG (Imqam et al., 2015).....	15
Figura 2.4 Gráfica modificada de curva de producción antes y después del tratamiento de PPG (Bai et al., 2013).....	16
Figura 3.1 Diagrama experimental con fluidos, materiales y equipos utilizados en cada etapa (elaborada por el autor).....	19
Figura 3.2 PPG hidratado (elaborada por el autor).	21
Figura 3.3 Núcleo de caliza utilizado en la evaluación de las PPG (elaborada por el autor).	21
Figura 3.4 La figura a) muestra la posición el corte longitudinal y la figura b) muestra en corte transversal creado al núcleo para simular un medio fracturado (elaborada por el autor).....	22
Figura 3.5 Arreglo experimental de las pruebas en la celda (elaborada por el autor).	23
Figura 3.6 Arreglo experimental de la prueba en núcleo (elaborada por el autor).....	24
Figura 3.7 Equipo de cómputo	24
Figura 3.8 Equipo de inyección utilizado para los experimentos.....	25
Figura 3.9 Contenedor del fluido experimental.....	25
Figura 3.10 Medidor de diferencial de presión	26

Figura 3.11 Medidor de presión.	26
Figura 3.12 Celda experimental.	27
Figura 3.13 Medición de L1 y L2 de una partícula de PPG.....	28
Figura 3.14 La figura a) muestra un diseño del empaque obtenido al introducir las PPG, las esferas en la celda con los filtros en los extremos y en posición vertical para que el fluido inyectado tenga contacto con todas las PPG.	30
Figura 3.15 Corte transversal del núcleo conforme a la metodología desarrollada.	31
Figura 3.16 La figura a) muestra la posición de los separadores cubriendo el largo total de la fractura, mientras que en la figura b) se muestra la posición de los dos espaciadores y las dos mitades del núcleo manteniendo la fractura abierta (elaborada por el autor).	32
Figura 3.17 Colocación de filtros a los extremos del núcleo	32
Figura 3.18 Descripción gráfica de la metodología empleada para caracterizar al núcleo.	34
Figura 4.1 Medición de las dimensiones de las PPG (elaborada por el autor).	35
Figura 4.2 Identificación del hinchamiento del diámetro promedio de las PPG.....	36
Figura 4.3 Relación de la masa de las PPG deshidratadas con el volumen hidratado de las mismas.	37
Figura 4.4 La figura a) ejemplifica un medio fracturado, y la figura b) simula el medio fracturado de la figura a).	38
Figura 4.5 Medición de la diferencial de presión y permeabilidad con el desplazamiento de n-decano para inducir el sistema poroso a una saturación de agua irreductible ($Q_{n-decano@Swir}$) y desplazamiento de agua para llevar el sistema a la saturación de aceite residual ($Q_{agua@Sor}$) en las PPG de 3.95 mm^3	38
Figura 4.6 Medición de la diferencial de presión y permeabilidad con el desplazamiento de n-decano para inducir el sistema poroso a una saturación de agua irreductible ($Q_{n-decano@Swir}$) y desplazamiento de agua para llevar el sistema a la saturación de aceite residual ($Q_{agua@Sor}$) en las PPG de 0.43 mm^3	39

Figura 4.7 comparación del esfuerzo y la rapidez de corte de las pruebas realizadas en n-decano y agua en las PPG de 3.95 mm ³ (a) y 0.43 mm ³ (b) respectivamente.....	40
Figura 4.8 Comparación del esfuerzo y la rapidez de corte del desplazamiento de agua y n-decano a través de las PPG de 3.95 mm ³ y los ajustes realizados con las variaciones de la cantidad de canales de flujo y su tamaño.	41
Figura 4.9 Comparación del esfuerzo y la rapidez de corte del desplazamiento de agua y n-decano a través de las PPG de 0.43 mm ³ y los ajustes realizados con las variaciones de la cantidad de canales de flujo y su tamaño.	42
Figura 4.10 Variaciones del número de canales y el tamaño de estos en las PPG de 3.95 mm ³ y 0.43 mm ³ ante el desplazamiento de agua y n-decano.	43
Figura 4.11 Medición de la diferencial de presión y permeabilidad con el desplazamiento de agua (Qpetróleo@Swir) en un núcleo con PPG de 0.43 mm ³	46
Figura 4.12 Medición de la diferencial de presión y permeabilidad con el desplazamiento de petróleo (Qpetróleo@Swir) en un núcleo con PPG de 0.43 mm ³	47
Figura 4.13 Para la recuperación de petróleo con la inyección de agua (Qagua@Sor) en el núcleo fracturado y con las PPG hidratadas se utilizaron 20 viales. Al respecto, el vial a) fue el primero en llenarse y contuvo la mayor cantidad de petróleo y el vial b) fue el segundo, y el vial c) fue el último llenarse y no contuvo petróleo.	44
Figura 4.14 Recuperación de petróleo al utilizar las PPG de 0.43 mm ³ e inyectar agua (en volúmenes porosos).....	45

Lista de tablas

Tabla 1-1 Condiciones de mojabilidad según el ángulo de contacto (Anderson W.G., 1986).....	6
Tabla 2-1 Propiedades de los empaques de arena (Imqam et al., 2015)	14
Tabla 3-1 Propiedades del agua	20
Tabla 3-2. Malla y tamaño hidratado promedio por partícula.....	21
Tabla 4-1 Hinchamiento del tamaño de partícula.	35
Tabla 4-2 Flujo de agua.....	46
Tabla 4-3 Flujo de petróleo.	46

Introducción

La Agencia de Protección Ambiental (EPA por sus siglas en inglés), estimó que cada barril extraído de un pozo petrolero tiene entre 1 y 90% de agua (U.S. Environmental Protection Agency, 2019). Tan solo en Estados Unidos el 80% de sus pozos están clasificados como marginales, los cuales requieren altos precios para producir petróleo o gas (Bai et al., 2009) (The Interstate Oil and Gas Compact Commission, 2016) debido entre otros factores a la alta producción de agua.

Es importante considerar que, algunos factores como las fracturas naturales o creadas pueden provocar una producción o desplazamiento de hidrocarburos poco efectivo en su matriz (Azari et al., 1996); además, en un sistema fracturado, las fracturas tienden a permitir el paso del agua a los pozos productores conforme aumenta la explotación de los yacimientos, lo cual ocasiona el aislamiento de las zonas que contienen hidrocarburos (Aydin A., 2000).

Una tecnología que permitiría reducir la producción de agua es la referente a las Partículas Preformadas de Gel (PPG), cuya efectividad ha sido comprobada en China (Bai et al., 2013). Es importante analizar la posibilidad de aplicar esta tecnología en los campos petroleros, en especial en los yacimientos naturalmente fracturados, ya que se reduciría la producción de agua y mejoraría la eficiencia de barrido al modificar la permeabilidad efectiva existente en las fracturas (Bai et al., 2013) (Zhou K. et al., 2018).

Conviene destacar que este trabajo es la continuación de la investigación titulada “Estudio Experimental de las Permeabilidades Efectivas del Agua y el Aceite que Presenta el Gel de Partículas Preformadas (PPG) para el Control de agua” (Gómez-Sandoval A., 2016). En donde se mostró que las PPG modificaron la permeabilidad efectiva del medio en la celda. Como siguiente paso, en este trabajo de investigación se probaron las PPG diseñadas para yacimientos con crudo y agua congénita. El presente trabajo se estructuró en cinco capítulos. En el capítulo I se detallan los conceptos generales que se abordaron en la tesis; en el capítulo II, se analizan diferentes experimentos efectuados con las

PPG; el capítulo III, se detallan los diseños experimentales utilizados, equipos y materiales; en el capítulo IV, se exponen los resultados de la investigación; y en el capítulo V las conclusiones.

Justificación

En el mundo, la demanda de combustibles (carbón, renovables, hidroeléctrica, nuclear, gas y petróleo) ha aumentado constantemente desde 1993. En el 2019 se registró un incremento en el consumo mundial del 1.3% respecto del año anterior del 2.9%, las energías renovables y el gas natural contribuyeron con las tres cuartas partes del aumento, sin embargo, el petróleo tuvo un crecimiento de 0.9 millones de barriles por día (0.9%) respecto del año anterior, manteniéndose como una de las 3 fuentes primordiales (BP Statistical Review of World Energy, 2020). En el 2019 el consumo de petróleo en el mundo aumentó en parte al desarrollo de China (consumo de 0.681 millones de barriles por día) que sumó aproximadamente dos terceras partes del aumento de la demanda global (BP Statistical Review of World Energy, 2020).

En la Figura 0.1 se muestra la demanda mundial de petróleo, y la producción de México. Se observó que en el 2004, México tuvo una producción máxima de 3.8 millones de barriles, la cual disminuyó, y para el 2019 produjo 1.9 millones de barriles diarios (menos del 50% de la producción máxima alcanzada), no obstante, el comportamiento mundial de la demanda indicó un aumento casi lineal.

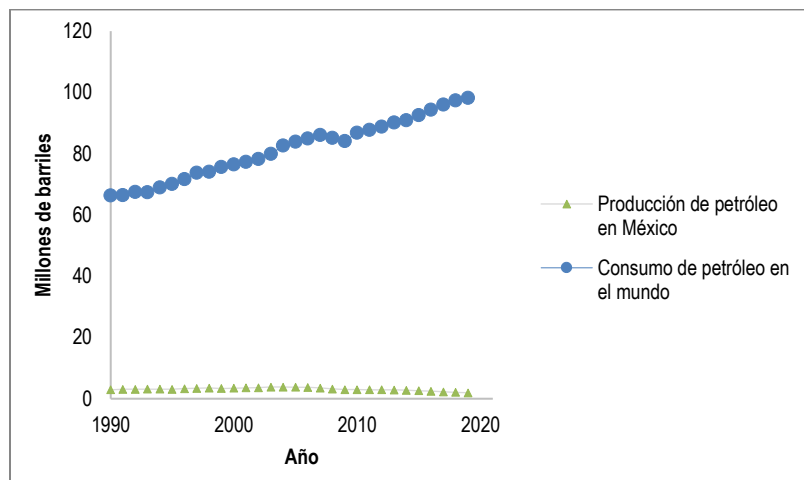


Figura 0.1 Comparación de demanda de petróleo mundial con la producción de petróleo en México (BP Statistical Review of World Energy, 2020).

Al respecto de la producción de petróleo, en el 2017 las 50 compañías de exploración y producción más grandes de Estados Unidos aumentaron su inversión monetaria un 32% respecto del año anterior, para descubrir, desarrollar y mantener campos petroleros (Rapier R., 2018). Este último está asociado a causas como mantenimiento de tuberías de pozos, acondicionamiento de centros de procesos, y modificaciones de las condiciones de un yacimiento asociadas a sus características fisicoquímicas como disminución de la presión, modificación de la viscosidad, alta producción de agua, entre otros.

Al respecto de la producción de agua, se estimó tan solo en Estados Unidos el 80% de sus pozos están clasificados como marginales, es decir, pozos con una producción alta de agua (Bai et al., 2009). Asimismo, se estimó que la producción de agua mundial es alrededor de 250 millones de barriles por día, lo que representa un corte de agua del 70% aproximadamente (Dal Ferro B. et al., 2007).

Las Partículas Preformadas de Gel (PPG) son partículas que al estar en contacto con el agua se hidratan cientos de veces su tamaño original, volviéndose elásticas y deformables. Estas partículas son hidratadas en la superficie y posteriormente inyectadas a los yacimientos, evitando con ello problemas inherentes a los tradicionales geles que se forman en el yacimiento, como el tiempo de gelación y cambio en la composición por las propiedades del yacimiento. (Bai et al., 2013).

Si las PPG son introducidas en fracturas, pueden crear un pseudomedio para disminuir la producción de agua y paralelamente, al inyectar agua mejorar la eficiencia de barrido al diversificar el flujo en la matriz para aumentar la recuperación de petróleo.

El uso de las PPG ha sido efectiva en yacimientos de China con condiciones extremas como temperaturas de 107 °C, salinidades de 150,000 mg/mL y permeabilidad de 1,051.4 mD (Bai et al., 2013).

En la presente tesis se desarrollan metodologías de evaluación de las PPG en un medio fracturado, así como pruebas de laboratorio para caracterizar las PPG que posteriormente se utilizaron para evaluar la recuperación de petróleo en un núcleo fracturado.

Hipótesis

El bloque selectivo de agua por las PPG en un canal de alta conductividad, permite diversificar el flujo de éste hacia la matriz, manteniendo las condiciones apropiadas del flujo al petróleo que permitan su producción.

Objetivo

Evaluar tanto la capacidad de flujo selectivo al petróleo que presentan las PPG en un medio de alta conductividad, como el comportamiento del factor de recuperación de petróleo que presenta un medio fracturado en presencia de las PPG.

Capítulo 1 Generalidades

El presente capítulo busca dar a conocer los principales conceptos relacionados con el objeto de estudio.

1.1 Yacimientos de hidrocarburos

Un yacimiento de hidrocarburos es una estructura geológica en el subsuelo, conformada por rocas porosas y permeables que permiten la acumulación de hidrocarburos. Las clasificaciones que se han hecho de los yacimientos son múltiples y cada una de estas considera factores específicos. Para fines del trabajo realizado, se considera la siguiente clasificación (Bratton T. et al., 2006):

- Clasificación de acuerdo al tipo de roca almacenadora

Yacimiento en rocas terrígenas o siliclásticas: Están formados por clastos o granos de rocas preexistentes, resultado de procesos dinámicos (acción de la meteorización física y erosión).

Yacimiento en rocas carbonatadas: Pueden agruparse de acuerdo a su composición y su porosidad. De acuerdo con su composición se distinguen dos grupos principales de rocas carbonatadas, las calizas y las dolomías, aunque también existen sus intermediarios: caliza dolomítica y dolomía calcárea.

1.2 Porosidad (\emptyset)

La porosidad se define como la relación de espacio vacío que no está ocupado por los granos y el volumen total de la roca. La porosidad puede ser clasificada como original o inducida, la primera se forma en la deposición del material de la roca, y la segunda es creada por procesos geológicos subsecuentes a la deposición de la roca (Amyx J. et al., 1960). Gráficamente se puede observar en la Figura 1.1. Matemáticamente se define la porosidad absoluta o porosidad como la relación existente entre el espacio vacío y el volumen total de la roca y se expresa en una fracción que varía de 0 a 1. Su expresión matemática es:

$$\emptyset = \frac{V_{poros}}{V_{roca}} \quad \text{Ecuación 1 Porosidad absoluta}$$

Donde:

\emptyset = Porosidad absoluta

V_{poros} = Volumen poroso

$V_{roca} = \text{Volumen de roca}$

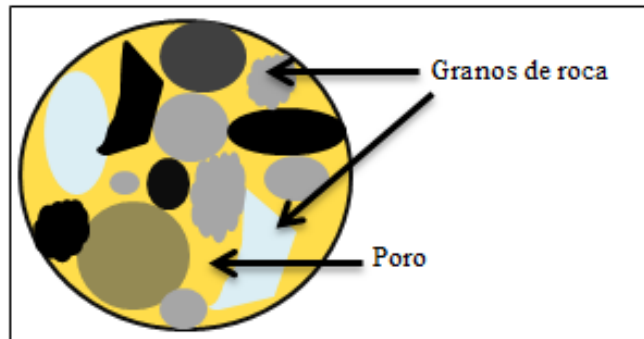


Figura 1.1 Representación gráfica de la porosidad en una roca (elaborada propia).

Después del depósito de la sedimentación inicia el proceso de litificación y compactación, dando como resultado que queden espacios vacíos interconectados o aislados debido a la excesiva cementación. Originando dos tipos principales de porosidad (Amyx J. et al., 1960) (Pérez-Rosales C. et al., 1982):

- Porosidad efectiva (\emptyset_e). Es la relación entre el espacio vacío e interconectado y el volumen total de la roca. Esta depende de factores como: el tipo de roca, del tamaño de grano, y la cementación.
- Porosidad no efectiva (\emptyset_{ne}). Es la relación entre el espacio aislado y el volumen total de la roca. En la Figura 1.2 se puede observar la clasificación de la porosidad en función a su petrofísica en dos dimensiones.

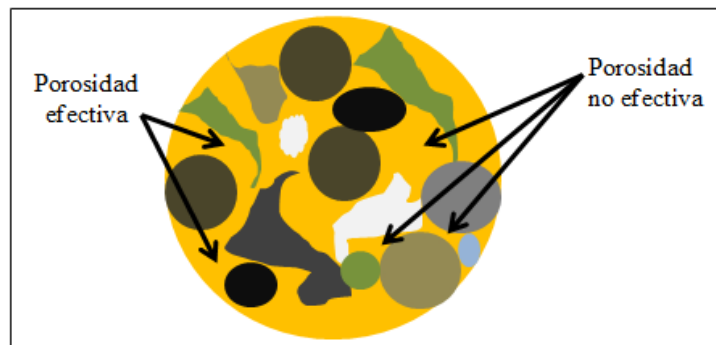


Figura 1.2 Porosidad en función de su petrofísica (elaborada propia).

1.2.1 Clasificación de la porosidad

La porosidad petrofísicamente puede clasificarse en dos variedades principalmente (Murray R. C., 1960) (Choquette P. et al., 1970):

- Porosidad primaria (\emptyset_p). Porosidad que se obtiene con la deposición de los sedimentos. Esta está ligada al origen. Y se subdivide en Intergranular, intragranular e intercrystalina.
- Porosidad secundaria (\emptyset_s). Se desarrolla por algún proceso geológico posterior al depósito, generalmente por la acción de los fluidos de la formación o fuerzas tectónicas. Se subdivide en: porosidad vugular y porosidad de fractura.

La porosidad vugular se forma por disolución y es normalmente encontrada en carbonatos. La porosidad de fractura es mucho más difícil de observar y analizar que la mayoría de los sistemas de poros, esta se forma por movimientos tectónicos de la tierra o de los sedimentos. La porosidad de fractura es extremadamente importante para los yacimientos de petróleo y acuíferos. Esto es porque una pequeña cantidad de porosidad de fractura puede dar una permeabilidad alta, toda vez que las fracturas conectan vugulos que de otra manera serían inefectivos.

La importancia de la porosidad recae en que la mayoría de las rocas carbonatadas tienen poca porosidad, pero solo una minoría contienen un pequeño porcentaje de espacio poroso que es de importancia económica por el contenido y facilidad de extracción del petróleo o gas. El entendimiento de la evolución de la porosidad desde su origen puede ayudar a interpretar la relación entre los estratos sedimentarios y sus fluidos contenidos (Choquette P. et al., 1970), a fin de tener una mejor recuperación de petróleo.

Saturación de fluidos (S_f)

La saturación de fluidos es un parámetro que indica la cantidad de fluidos (agua, aceite y/o gas) contenidos en el medio poroso, así como la distribución porcentual que ocupa cada uno. Matemáticamente se puede expresar como la relación del volumen de fluido (agua, aceite, gas o combinaciones) respecto al volumen poroso total (Amyx J. et al., 1960).

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Ecuación 2 Saturación de fluidos.

Donde

S_f = Saturación de fluido

V_f = Volumen de fluido

V_p = Volumen poroso total

Para hacer referencia a la saturación de aceite (S_o), gas (S_g), o agua (S_w) se coloca el subíndice correspondiente.

Algunos tipos de saturación son los siguientes:

Saturación de aceite crítica (S_{ocr}). Saturación de aceite a partir de la cual el aceite comienza a moverse dentro del medio poroso.

Saturación de aceite residual (S_{or}). Saturación de aceite después de un desplazamiento por un fluido inmisible.

Saturación de aceite móvil (S_{om}). Saturación de aceite que puede fluir dentro del espacio poroso.

Saturación de gas crítica (S_{gcr}). Saturación de gas a partir de la cual el gas comienza a moverse dentro del medio poroso.

Saturación de agua crítica (S_{wcr}). Saturación de agua a partir de la cual el agua comienza a moverse dentro del medio poroso.

Saturación de agua congénita (S_{wc}). Saturación de agua que se encuentra al inicio y en equilibrio en el medio poroso.

Saturación de agua irreductible (S_{wi}). Saturación de agua mínima que puede tener en el medio poroso por un desplazamiento inmisible.

La saturación de aceite móvil es un parámetro importante, pues permite determinar el volumen de las reservas existentes en un yacimiento, así como identificar las tendencias de los fluidos para moverse y la movilidad que tendrán uno respecto a otro.

1.3 Permeabilidad (k)

La permeabilidad es la facilidad con que un fluido se mueve a través de poros interconectados en la roca y su unidad de medida es el Darcy (D), este último se define como el desplazamiento de 1 cm³ de un fluido de 1 cP de viscosidad a través de un espacio de 1 cm de longitud y 1 cm² de área, donde el fluido se movería si existiera un diferencial de presión de 14.7 psi (Clark N., et al., 1960). Su expresión matemática es:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Ecuación 3 Permeabilidad de Darcy

Donde:

$$q = \text{Gasto} \left(\frac{\text{cm}^3}{\text{seg}} \right)$$

μ = Viscosidad (cP)

L = Longitud de la muestra (cm)

A = Área (cm²)

ΔP = Gradiente de presión (atm)

La permeabilidad se clasifica en función de la forma de flujo como:

Permeabilidad absoluta(k_a): es la facilidad para permitir el paso de un fluido a través del medio poroso, cuando este se encuentra saturado al cien por ciento de un solo fluido.

Permeabilidad efectiva(k_e): esta permeabilidad se presenta cuando dentro del medio poroso se encuentra más de un fluido, y se analiza la facilidad con que la roca permite el flujo de un fluido en presencia de otros. La permeabilidad efectiva es menor que la permeabilidad absoluta y esta cambia cuando la saturación de un fluido se modifica.

Permeabilidad relativa(k_r): es la relación entre la permeabilidad efectiva respecto a la permeabilidad absoluta. Se expresa en fracción, ya que esta permeabilidad está comprendida entre el rango de cero a uno. La expresión matemática es:

$$k_{rf} = \frac{k_{ef}}{k_a} \quad \text{Ecuación 4 Permeabilidad relativa.}$$

Donde:

k_{rf} = Permeabilidad relativa de un fluido

k_{ef} = Permeabilidad efectiva de un fluido

k_a = Permeabilidad absoluta

1.4 Mojabilidad

La mojabilidad es la preferencia o tendencia que tiene un fluido a adherirse sobre la superficie de los granos de la roca, en presencia de otro fluido inmisible. En un sistema roca/aceite/agua, la mojabilidad es un factor importante en el control de la ubicación, el flujo y la distribución de fluidos dentro del yacimiento. La clasificación de la mojabilidad puede ser por el ángulo de contacto entre el fluido y la roca y por la preferencia de la roca a algún fluido. *Mojado por agua* es cuando la superficie

de la roca tiene una mayor preferencia por el agua que por el aceite, *mojado por aceite*, el aceite se encuentra en contacto con la superficie de la roca. La mojabilidad intermedia o neutra, es cuando la superficie de la roca no tiene preferencia marcada por ninguno de los fluidos, es decir, que tiene la misma tendencia a ser mojada por agua que por aceite. La Tabla 1-1, muestra la clasificación de acuerdo con el ángulo de contacto con el fluido.

Tabla 1-1 Condiciones de mojabilidad según el ángulo de contacto (Anderson W.G., 1986).

Ángulo de contacto	Mojabilidad al agua	Mojabilidad neutra	Mojabilidad al aceite
Mínimo	0°	60° a 75°	105° a 120°
Máximo	60° a 75°	105° a 120°	180°

Conocer la mojabilidad al momento de iniciar la explotación de un yacimiento permite tomar las decisiones adecuadas de acuerdo al método de explotación a seguir, reduciendo costos y maximizando la vida productiva del pozo.

En la Figura 1.3, se puede observar una gráfica de permeabilidades relativas al agua y al aceite de un bloque altamente mojado por agua, en donde se observa que la permeabilidad relativa del aceite decrece rápidamente con la disminución de la saturación en éste, pero la del agua permanece muy baja.

En términos de producción, este es un yacimiento mojable al agua con bajo contenido inicial en agua, en el cual se podrá iniciar una explotación de aceite sin agua, pero al ir aumentando el grado de extracción, y alcanzar una saturación de agua del 0.6 se extraerá una mezcla de crudo y agua, en la que la proporción de agua irá aumentando, hasta un valor de saturación de agua de 0.76, momento en que solamente se extraerá agua.

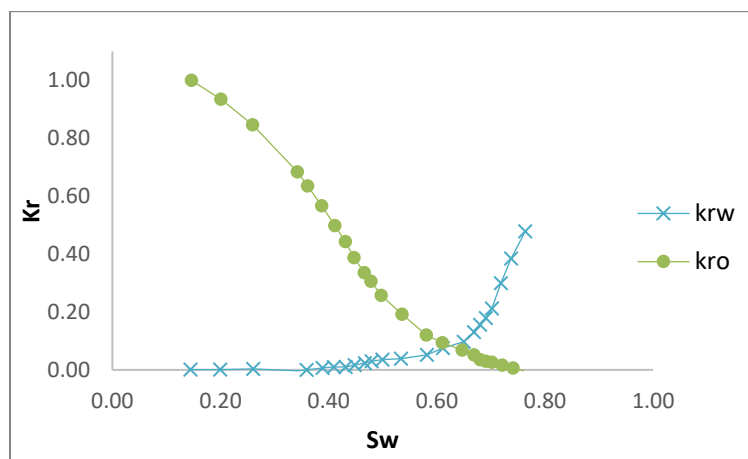


Figura 1.3 Curva de permeabilidad relativa (Graue A. et al., 1999).

1.5 Fractura

Una fractura es una discontinuidad en la roca, resultante de los esfuerzos a los que es sometida. Para limitar el sistema de fracturas se requiere definir el tipo de esfuerzos principales a los que es sometida la roca y su asociación con fallas y pliegues, para explicar las variaciones observadas tanto en permeabilidades como en el comportamiento de la producción. Nelson (Nelson R.A., 2001) clasifica los yacimientos fracturados como sigue:

Tipo I. La reserva de hidrocarburos se encuentra almacenada en las fracturas. La estimación la porosidad y espaciamiento del sistema de fracturas predecirá el comportamiento del yacimiento y sus tasas de flujo a lo largo de la explotación.

Tipo II. En esta clasificación son las fracturas quienes proveen la permeabilidad esencial del yacimiento, pues la matriz tiene una baja porosidad y permeabilidad.

Tipo III. Estos yacimientos poseen alta porosidad.

Tipo IV. Las fracturas no proveen porosidad ni permeabilidad adicional, pero crean una anisotropía significativa en el pozo generando barreras al flujo.

Tipo M. Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial. De manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales pueden servir en ocasiones como barreras.

Tipo G. Creada para los yacimientos de gas fracturados no convencionales y se asemejan a los del Tipo II.

La Figura 1.4 representa la clasificación antes descrita, referente a la relación entre la porosidad y permeabilidad propias del yacimiento. Entre las ventajas de esta clasificación es que delinea los parámetros del sistema de fracturamiento, lo cual es muy importante para cuantificar un yacimiento particular y permite aproximar el entendimiento del tipo de producción.

Por otro lado, a las fracturas creadas por mecanismos de reducción de volumen que tienen lugar en la roca, pero no a partir de fuerzas externas se clasifican en grietas de disecación, fracturas formadas por sinéresis, fracturas por contracción térmica y fracturas por cambios de fases minerales. Al respecto, las fracturas por sinéresis son las de mayor importancia en la producción de petróleo y gas, las cuales se forman mediante un proceso químico que provoca deshidratación y, en consecuencia, reduce el volumen de las rocas.

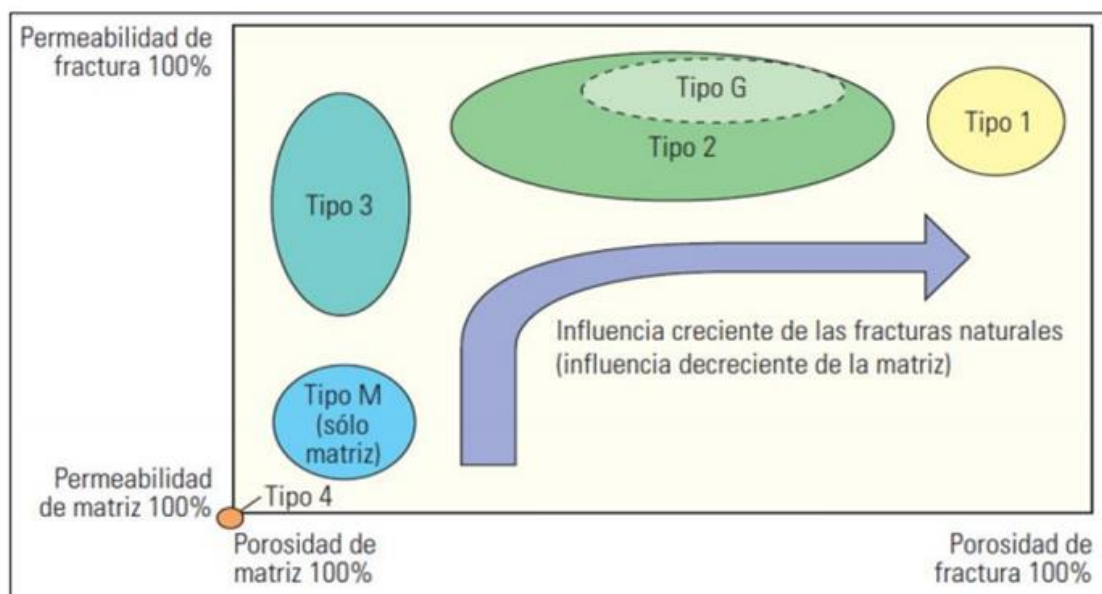


Figura 1.4. Sistema de clasificación de los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados (Nelson R.A., 2001).

1.6 Partículas Preformadas de Gel

Las Partículas Preformadas de Gel o PPG (Particle Preformed Gel, por sus siglas en inglés) son una clase de xerogeles, es decir, geles cristalinos que no presentan disolventes; son partículas hidrófilas y oleofóbicas de un material que puede absorber más de cien veces su peso en agua. Las bases para su síntesis consisten en preparar una solución acuosa que contenga monómeros, un agente entrecruzante y un iniciador; posteriormente se corta la masa de gel en pequeñas partículas y se tamizarlan, proceso que se ilustra en la Figura 1.5 (Tang, 2007) (Durán-Valencia et al., 2014).

Las PPG son utilizadas para mejorar la eficiencia de barrido de petróleo y reducir la producción de agua, las cuales se hidratan en la superficie y posteriormente son inyectados al yacimiento (Bai et al., 2013), en donde crean un pseudomedio que modifica la permeabilidad efectiva al agua y al aceite, permitiendo el paso de este último.

Las PPG se caracterizan por tener una alta estabilidad química y ser insensibles a las condiciones de los yacimientos, además con resistentes a temperaturas de hasta 120 °C y compatibles con cualquier tipo de agua de formación (Bai et al., 2013).

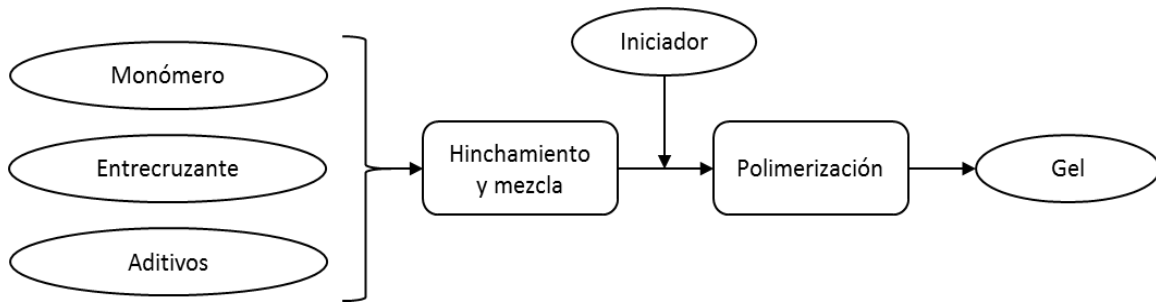


Figura 1.5 Proceso de síntesis de las PPG (Durán-Valencia et al., 2014).

Las propiedades físicas y químicas de las partículas de gel preformadas están influenciadas por:

- **Concentración de monómero:** Los monómeros son moléculas de pequeña masa molecular. La concentración de monómero no influye significativamente en la capacidad de hinchamiento de las PPG, sin embargo, la resistencia del gel aumenta con el aumento de la concentración de monómero y se acerca a un valor estable a concentraciones de monómero superiores (Bai et al., 2009).
- **Concentración de entrecruzante:** Los entrecruzamientos son uniones entre dos o más segmentos de la misma cadena o de diferentes cadenas; mediante experimentos, Bai determinó que en las PPG la resistencia aumenta conforme aumenta la concentración del entrecruzante y cuando la concentración es demasiado alta, la capacidad de hinchamiento se reducirá (Bai et al., 2009).
- **Concentración del iniciador:** El agente que desencadena la reacción de polimerización es agente iniciador, que en el caso de las PPG producen radicales libres durante su disociación en las condiciones adecuadas, a mayor cantidad del iniciador se produce una reacción inicial más rápida (Bai et al., 2009).

Dentro de la industria petrolera, el uso de las PPG como agente desviador de fluidos es un método usado para corregir la heterogeneidad de los yacimientos con fracturas o canales. Generalmente en los geles usados para recuperación de hidrocarburos, la gelificación se efectúa dentro del yacimiento, sin embargo, las PPG se gelifican en la superficie y posteriormente son inyectadas al yacimiento, lo cual permite tener un control en el tiempo de gelación, conocer el hinchamiento de las PPG y evitar cambios en la composición. Ya que las PPG son un gel deformable, que pueden ser introducidas en fracturas que tengan un diámetro menor que el tamaño de las PPG. (Bai et al., 2013) (Zhou K. et al., 2018).

Cuando las PPG son inyectadas a fracturas, crean una barrera al paso del agua, lo cual hace posible un sistema homogéneo, es decir, un sistema cuyas propiedades petrofísicas como ϕ y k no varíen,

permitiendo con lo anterior, un barrido de petróleo uniforme. Por este motivo, es importante considerar la profundidad de penetración de las PPG.

Dentro de las características del yacimiento que son importantes al momento de implementar el proceso de inyección de las PPG se encuentran las siguientes:

- Heterogeneidad. Una formación se considera heterogénea si sus propiedades petrofísicas cambian con la ubicación en el yacimiento. La variación de propiedades y en especial la permeabilidad genera problemas operacionales, esto se debe a la distribución desbalanceada de los fluidos inyectados en la formación, ya que tienden a desplazarse por los estratos que presentan mejores propiedades petrofísicas, esta situación se ve amortizada con el uso de las PPG, por ejemplo, pruebas en China han probado su efectividad para mejorar la eficiencia de barrido en las zonas con alta permeabilidad (Bai et al., 2013) (Zhou K. et al., 2018).
- La temperatura: La temperatura de los yacimientos varían dependiendo a sus condiciones y profundidad y se ha identificado que esta aumenta la capacidad de hinchamiento de las PPG pero disminuye su fuerza (Bai et al., 2007).
- Salinidad: El principal efecto de la salinidad es la capacidad de hinchamiento, la cual disminuye con el aumento de la concentración de sal. Dicho evento se debe a la fuerza de repulsión eléctrica y al equilibrio de carga, a baja concentración de sal, las fuerzas eléctricas repulsivas separarán las moléculas de las PPG y crean más espacio para la entrada de agua. Sin embargo, cuando el gel se hincha en agua de alta salinidad, el grupo cargado negativamente estará equilibrado por los cationes y restringirá la absorción de agua adicional. Mientras que la salinidad del agua que absorben disminuye la capacidad de hinchamiento de las PPG pero aumenta su fuerza.
- Continuidad del yacimiento. Los procesos de inyección de geles se realizan con el objetivo de realizar modificaciones a la permeabilidad en sitios específicos del yacimiento, para posteriormente, continuar la inyección de agua o implementar un proceso de recobro adicional. Por tanto, garantizar que la zona tratada tenga buenas características para procesos de desplazamiento, es básico al momento de evaluar una posible inyección de geles. Esto debe ser realizado por medio de un análisis riguroso de las condiciones geológicas y estratigráficas, realizado por expertos y conocedores del campo en estudio (Iraima F., 1999).
- Reservas remanentes de aceite. Es necesario estimar la cantidad de aceite que se encuentra en el yacimiento al momento de iniciar la implementación de un proceso de inyección de químicos, como los geles. Las razones son netamente económicas y de perspectivas de la aplicación. En el caso de contar con una cantidad de aceite móvil despreciable, no importa

cuán exitoso sea el tratamiento, no se conseguirá recuperar una cantidad de aceite rentable y el proyecto no será viable. Por tanto, establecer este valor de forma correcta es la base de la evaluación técnico-económica y principalmente, de la proyección de sus resultados. Luego de revisar aquellas propiedades que afectan directamente la aplicación de un proceso de inyección de geles, es importante analizar el escrutinio técnico para este proceso (Iraima F., 1999) (Naemm R., 2017).

1.7 Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados (YCNF)

Un YCNF es un sistema multiporoso, mismo que puede estar integrado por microfracturas, fracturas, microvúgulos, vúgulos, canales, cavernas y un sistema de red de fracturas que simultáneamente están saturados de fluidos (G. Mendoza-Romero, 2011).

Los YCNF se originan a partir de depósitos de sedimentos que ven alterada su continuidad debido a algún movimiento dinámico como la actividad tectónica. Estas discontinuidades ocasionan dificultades tanto para la caracterización de yacimiento como para su extracción debido al tipo de flujo que se presenta. Los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados (YCNF) tienen alrededor del sesenta por ciento de las reservas mundiales de petróleo (Vissapragada, M., 2001).

Generalidades de los YCNF

Las rocas carbonatadas están compuestas principalmente de minerales como la calcita y la aragonita, además, son originados a partir de sedimentos biogénicos (por actividad biológica como la creación de arrecifes y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino), evaporación de cuencas poco profundas o precipitados de las aguas marinas.

Los yacimientos carbonatados son estructuras masivas y compactas que pueden tener porosidad secundaria ocasionada por efectos tectónicos o químicos dando como resultado microfracturas, fracturas y vúgulos; entre sus principales características se tienen:

- Porosidad de los YCNF: al momento del depósito de los sedimentos que dan origen a los carbonatos se crea la porosidad de matriz, resultado de la diagénesis y del sepultamiento de sedimentos, estas pueden ser clasificadas en:

Porosidad primaria: Incluye los tipos de poros que se forman durante el proceso de deposición y que más tarde son modificados ligeramente por la compactación. En general el material original está intacto y reconocible, en esta encontramos las

siguientes (Murray R. C., 1960) (Choquette P. et al., 1970): perforación o boring (poros creados por organismos que perforan los granos de la roca); bioconstrucción o framework (poros creados por huecos dejados por organismos durante su crecimiento); protección o shelter (porosidad creada cuando una partícula relativamente grande, impide el relleno de poros debajo de ella); retracción o shrinkage (poros creados por procesos de desecación); burrow (porosidad creada por organismos que perforan la roca en una etapa no consolidada de la misma; entre otros.

Porosidad secundaria: Incluye cualquier porosidad creada después de la deposición final de la roca, en esta encontramos las siguientes (Choquette P. et al., 1970): intercrystalinos (porosidad existente entre los cristales formados en las rocas carbonatadas); móldica (porosidad formada por disolución selectiva de la roca); fracturas (porosidad formada por el fracturamiento en las rocas carbonatadas, puede ser originada por causas como el colapso relacionado con una disolución, deformación tectónica, entre otros); vóculos (porosidad consistente en la disolución de poros más pequeños, hasta el punto en que pueden distinguirse visualmente).

- Permeabilidad de los YCNF: El grado de permeabilidad de roca depende de factores como el grado de conectividad entre los poros y tipo de cemento de la formación. Los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados tienen dos tipos de permeabilidades; la permeabilidad primaria o de matriz que está relacionada directamente con la roca; y la permeabilidad secundaria o de fractura relacionada con el flujo presente en las fracturas.
- Mojabilidad de los YCNF: Las rocas carbonatadas, originalmente contienen agua y petróleo con una mojabilidad preferente al agua, sin embargo, algunas presentan un cambio a una mojabilidad mixta o por aceite, lo que significa que el aceite se adhiere a la superficie de la roca dando como resultado que tienda a ocupar los poros más pequeños, y que este difícilmente fluya a través de la formación.

Capítulo 2 Marco Conceptual

El presente capítulos dará a conocer trabajos experimentales hechos con las PPG recuperación de petróleo, así como aplicaciones de las PPG en campos de China.

2.1 Experimentos de laboratorio de las PPG

Imqam et al. (2014), publicaron resultados de un experimento donde analizaron el efecto de la inyección de las PPG en las fracturas. Usaron PPG con tamaños de partículas de 850-600 y 150-125 micrómetros (μm), agua con 0.1% peso de cloruro de sodio (NaCl), y dos tipos de petróleo con viscosidades de 37 y 195 centipoises (cP). El arreglo experimental se muestra en la Figura 2.1, el cual está conformado por tres cilindros, uno para agua, otro para las PPG y finalmente uno para el petróleo; los tubos utilizados para medir el diferencial de presión tienen una longitud de 152.0 centímetros (cm) y 0.30 cm, ambos de 0.176 cm de diámetro interno, además, en la entrada de cada tubo se colocó una válvula check para evitar el retorno de los fluidos inyectados, y finalmente en la salida un filtro de 0.5 micras, así como sensores de presión en los extremos.

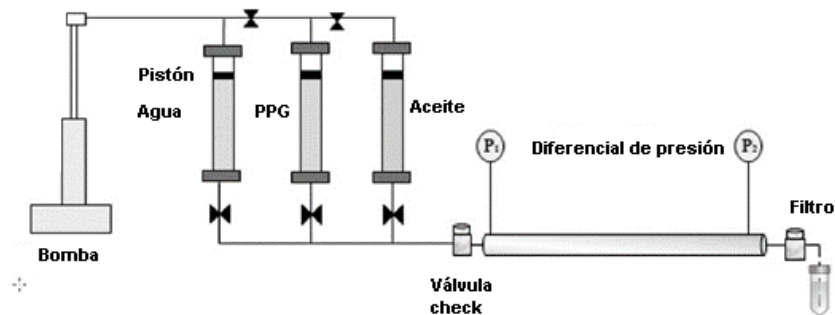


Figura 2.1 Arreglo experimental. Modificado de (Imqam et al, 2014).

El procedimiento de experimentación consistió en armar el diseño con uno de los tamaños previstos de las PPG e inyectarlas hidratadas al tubo donde se midió el diferencial de presión, para simular una fractura. Posteriormente se inyectó agua de 1 cP y petróleo de 37 cP; seguido de agua de 1 cP y petróleo de 195 cP respectivamente, este último para simular lo que pasaría si se tuvieran inyecciones consecutivas de agua en un yacimiento.

Los resultados obtenidos de la inyección de los dos tamaños de las PPG, mostraron que la resistencia al paso del agua u otro fluido disminuyen conforme se realizan inyecciones consecutivas, asimismo, se observó que la desproporción de permeabilidades efectivas incrementó con un aumento de la viscosidad del petróleo, el tamaño de partícula y dureza de las PPG, y el tamaño de anchura de los tubos.

Posteriormente, Imqam et al (2015), efectuaron pruebas para investigar el efecto de la heterogeneidad en la recuperación de hidrocarburos y la producción de agua, utilizando dos empaques de arena, el primero con un rango de partículas de 1-0.841 mm, y el segundo con un rango de 0.149-0.126 mm.

El núcleo de arena de 1-0.841 mm tuvo una permeabilidad de 22.1 Darcy, porosidad de 34.84%, saturación de agua inicial del 26% y un volumen original de petróleo de 30.8 cm³; mientras que el núcleo de 0.149-0.126 mm, tuvo una permeabilidad de 0.5 Darcy, porosidad de 20.72%, saturación de agua inicial del 12% y un volumen de petróleo original de 21.8 cm³, como se muestra en la Tabla 2-1. En estas pruebas, la concentración de NaCl en el agua utilizada fue de 1.0% peso, la viscosidad del petróleo de 195 cP y el tamaño de las PPG de 0.09-0.075 mm.

Tabla 2-1 Propiedades de los empaques de arena (Imqam et al., 2015)

Permeabilidad	Porosidad	Saturación de agua inicial	Aceite original
Darcy	%	%	cm ³
22.1	34.84	26	30.8
0.5	20.72	12	21.8

El arreglo experimental tiene dos tubos de 20 cm de longitud y 2.7 cm de diámetro como contenedores para los núcleos de arena, los cuales se colocaron en paralelo; a cada tubo se le asignó un empaque de diferente permeabilidad, y a la entrada se conectaron medidores de presión como se muestra en la Figura 2.2.

El procedimiento experimental consistió en medir la porosidad y la permeabilidad en cada empaque con agua; inyectar petróleo hasta llevar a la saturación de agua irreductible S_{wir} y posteriormente determinar el volumen original del aceite en cada núcleo.

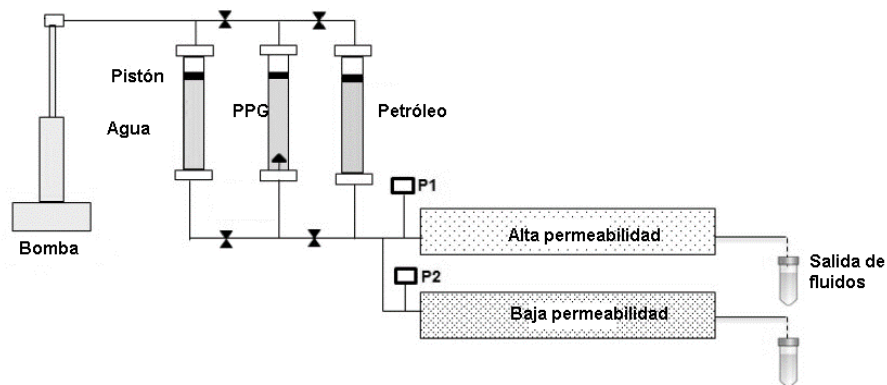


Figura 2.2 Arreglo experimental. Modificado de (Imqam et al., 2015).

Posteriormente, para simular condiciones de recuperación secundaria se inyectó salmuera (con una concentración de NaCl de 1 % peso) a un gasto de 1 mL/min en ambos empaques; se hidrataron e

inyectaron las PPG en la salmuera un gasto de 1 mL/min en ambos empaques, y para determinar el efecto del agua y las PPG, se volvió a inyectar la salmuera.

Los resultados se muestran en la Figura 2.3 donde se observa que, durante la primera inyección de agua, la producción de esta aumentó sustancialmente en los primeros 0.5 volúmenes porosos, y al concluir la inyección se obtuvo un 100% de producción de agua. Una vez que se inyectaron las PPG y se inició una segunda inyección de agua, su producción disminuyó a un 80% aproximadamente, y fluctuó entre 80 y 90%. La conclusión obtenida es que la declinación del corte de agua indica que las PPG fueron efectivas bloqueando las zonas de alta permeabilidad y diversificando el flujo para el desplazamiento de petróleo de las zonas de baja permeabilidad.

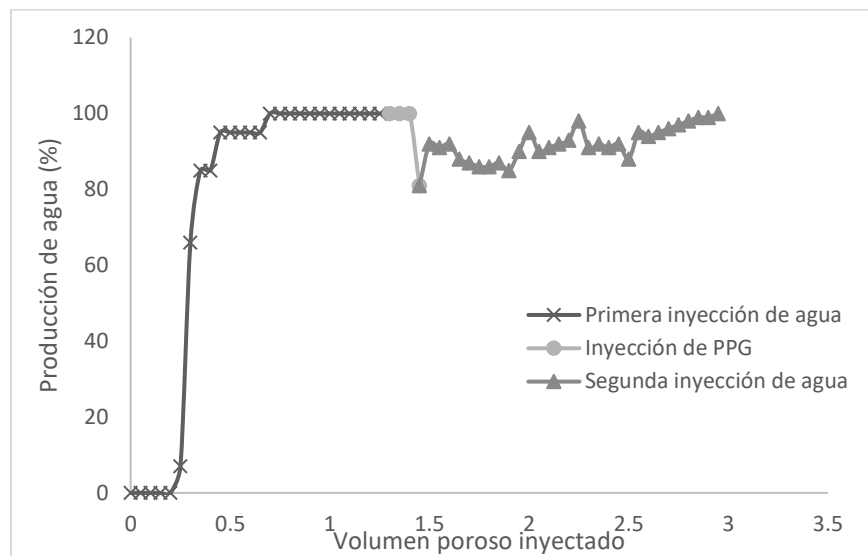


Figura 2.3 Gráfica de la producción de agua obtenida al inyectar las PPG (Imqam et al., 2015).

2.2 Experiencias de Campo en el uso de las PPG

Aplicaciones de las PPG en un yacimiento de arenisca con alta salinidad y temperatura

El primer uso de las PPG en yacimientos para control de agua se realizó en 1997 por RIPED, PetroChina y el primer gran volumen de tratamiento de las PPG se aplicó en el yacimiento de arenisca de Pucheng, por SINOPEC, en 1999, el cual tenía dos pozos inyectoros (W51-75 y P-72) y tres productores comunicados; presentaba una permeabilidad aproximada de 121 mD con fracturas, severas condiciones de temperatura (107 °C), salinidad alta (150,000 mg/mL), además, se le había inyectado agua desde 1979 (Bai et al., 2013).

En 1999, los dos pozos se trataron con las PPG, debido a que el flujo fraccional de agua de los tres pozos productores era mayor al 85% y las pruebas mostraron que existía una heterogeneidad alta entre

los pozos inyectoros y productores, ya que se observó un avance de trazadores en dos días. Por lo anterior, prepararon 4,323 m³ de las PPG en suspensión con 13,000 kg de las PPG deshidratado, teniendo una concentración de 3,000 mg/L, la cual se inyectó en el pozo W51-72; además se prepararon 2,503 m³ de las PPG en suspensión con 7,500 kg de las PPG deshidratado, teniendo una concentración de 3,000 mg/L, la cual se inyectó en el pozo P-72. El agua producida en los pozos productores se utilizó para preparar las PPG y el rango de los tamaños de las PPG fue de 0.8 a 2 mm, con un diámetro medio de 1.5 mm.

Después de la inyección de las PPG se identificó que la presión de inyección de agua del pozo P-72 se incrementó de 2,828.23 psi a 3,480.9 psi, y en el pozo W51-75 pasó de 2,320.6 psi a 2,755.7 psi. La presión final se mantuvo por más de dos años, lo cual indica que las PPG fueron estables en las condiciones de yacimiento, asimismo, el corte de agua se redujo de 90% a 80% aproximadamente, y la producción de aceite se incrementó de 9.36 metros cúbicos por día (m³/d) a 12.14 m³/d. Dicha información se muestra en la Figura 2.4, en la cual se compara el cambio en la producción de aceite antes y después del tratamiento. Bai et al., (2013) señalan que después de este exitoso método, los tratamientos de las PPG comenzaron a dominar como tecnología en el control de agua de los yacimientos.

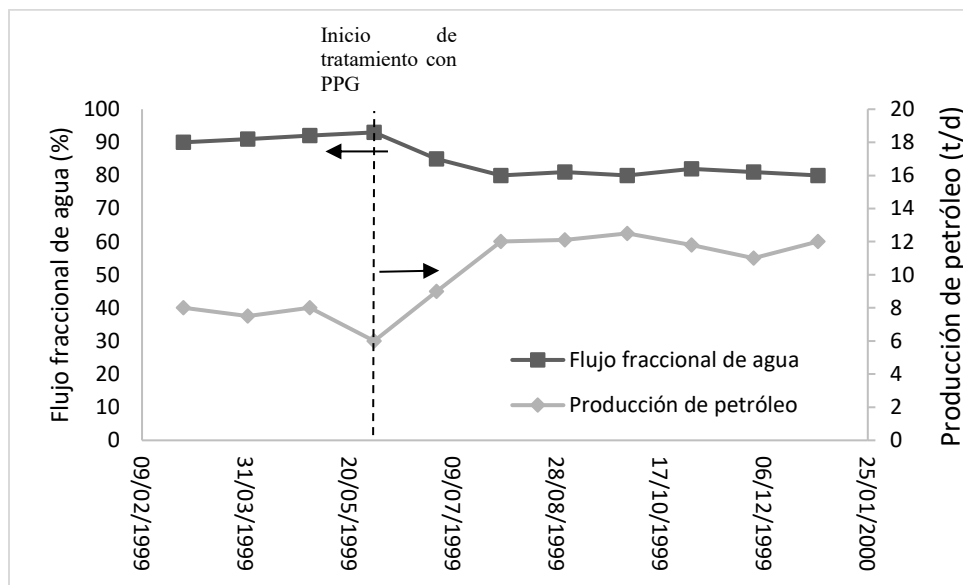


Figura 2.4 Gráfica modificada de curva de producción antes y después del tratamiento de PPG (Bai et al., 2013)

Aplicaciones de las PPG en un yacimiento de arenisca con capas gruesas, baja temperatura y salinidad.

Se identificó la aplicación de las PPG en yacimientos con capas gruesas de arenisca (Bai et al., 2013) en el campo Daqing, PetroChina en el pozo inyector Xing-7-24 perteneciente al campo Xingbei. Este yacimiento presentaba una temperatura de 45 °C, salinidad de 4,500 partes por millón (ppm), una profundidad entre 890 m, una permeabilidad inicial de 1,200 mD, así como un espesor productor de 24.5 m. No obstante, se identificó que aproximadamente el 85% del agua inyectada pasaba directamente a través de las áreas de alta permeabilidad, que ocupaban menos de 1/5 parte del total del espesor productor. En noviembre de 1992, el pozo se cambió de productor a inyector de agua, cuatro pozos adyacentes se comunicaban con este pozo, con un total de 700 m³/d de producción y un promedio de corte de agua de 90%.

En el diseño de tratamiento de las PPG se consideraron cuatro periodos, con un total de 3,100 m³ de las PPG, y se usó el agua producida por los pozos para preparar las PPG en suspensión. En el primer periodo, se inyectaron 100 m³ de PPG de 5 mm en suspensión en el pozo a un gasto de 25 m³/hora, con el objetivo de inyectar las PPG a una alta presión para que pudieran empezar a abrir las capas, asimismo, prevenir daños de taponamiento a zonas con permeabilidades menores a 1,000 mD, debido a que las PPG de 5 mm no pueden penetrar estas zonas.

Durante el segundo periodo se inyectaron PPG en suspensión de 1.5 mm por 10 horas y posteriormente 14 horas de inyección de agua, no obstante, debido a que la presión de inyección del agua no aumentaba conforme lo planeado, se decidió realizar un cambio de tamaño de las PPG.

En el tercer periodo, se inyectaron PPG en suspensión de 3 mm por 10 horas y posteriormente 14 horas de inyección de agua. En el cuarto periodo, se inyectaron de forma continua las PPG con un tamaño de 5 mm.

Como resultado del tratamiento se observó que la presión de inyección del agua aumentó de 725.2 psi a 1,682.4 psi y se incrementó la producción de petróleo en 17,592 barriles con una disminución del 8% en el corte de agua.

Con la historia de inyección de agua de los pozos se interfirió que el yacimiento tenía fracturas o canales con una permeabilidad de decenas de Darcy, por lo que a pesar de la gran cantidad de las PPG utilizadas, no se observaron problemas de inyección. Al respecto se interfirieron dos posibilidades, la primera es que las PPG se rompieron en partículas más pequeñas a las originales y se transportaron por el medio poroso además de las fracturas o canales; otra posibilidad es que existían cavernas causadas por producción de arena cerca del pozo, lugar en donde se depositaron las PPG. En ambos

casos, las PPG bloquearon el paso del agua en las zonas de alta permeabilidad, ayudando a que el agua desplazara petróleo de zonas no barridas previamente.

De los estudios, se puede concluir que las PPG bloquean los canales de flujo, ya que al ser inyectados crean un empaque de gel, que por su propiedad hidrofílica inhibe el paso del agua, pero permite el paso del petróleo. Asimismo, se observó que las PPG fluyen preferentemente en fracturas con una mínima penetración del gel en zonas de baja permeabilidad y la matriz, con lo cual se disminuye el daño que se pudiera provocar por taponamiento de zonas productivas. Además, con las pruebas realizadas en núcleos de arenas se demostró que es posible disminuir la producción de agua de 90% a 80% y aumentar la producción de petróleo.

Capítulo 3 Desarrollo Experimental

En el capítulo explicará el modelo experimental desarrollados para evaluar las PPG, así como los materiales utilizados.

El presente trabajo llevó a cabo una evaluación experimental constituida por tres etapas; en la primera se determinó el hinchamiento de las PPG respecto al agua, en la segunda se evaluó las permeabilidades efectivas al agua y al aceite (n-decano) en las PPG utilizando una celda; y en la tercera etapa se usó agua, petróleo y un núcleo para simular un YCNF e identificar la recuperación de petróleo que se podría obtener al utilizar las PPG. La Figura 3.1 muestra el diagrama experimental con los materiales, fluidos y equipos utilizados para llevar a cabo la evaluación de las PPG.

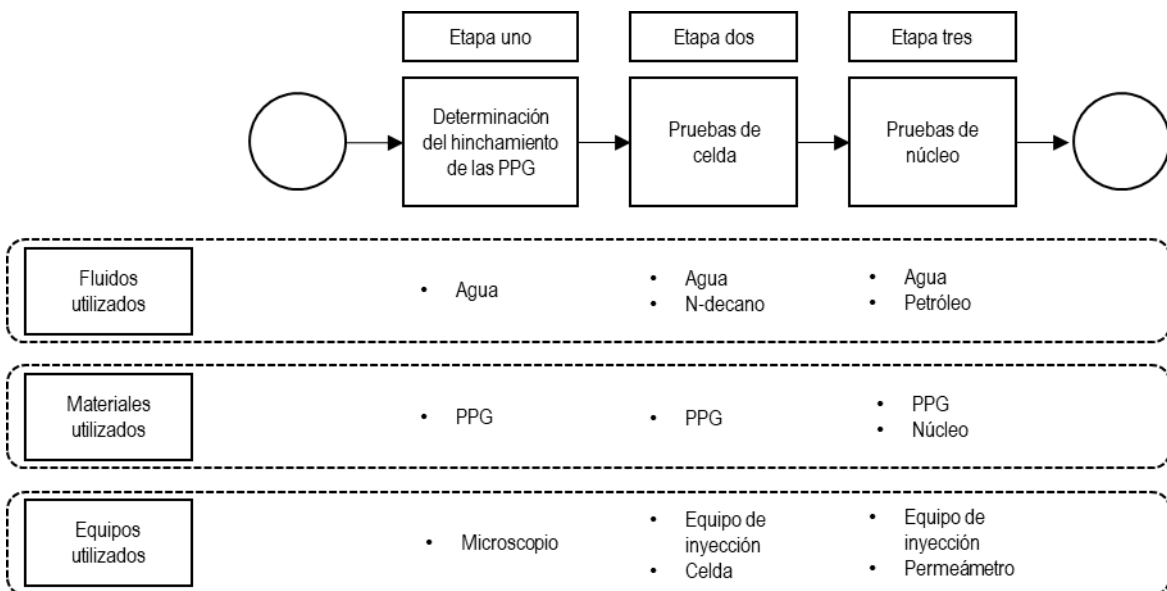


Figura 3.1 Diagrama experimental con fluidos, materiales y equipos utilizados en cada etapa (elaborada por el autor).

3.1 Fluidos utilizados

Agua

Se ha documentado que el pH y la salinidad del agua influyen en forma directa en el comportamiento de las PPG, ya que afectan principalmente el hinchamiento y el tiempo de degradación (Goudarzi et al., 2013) (Bai et al., 2007). En las pruebas de laboratorio se utilizó una agua de formación, sus principales propiedades se muestran en la Tabla 3-1, las cuales fueron medidas por el equipo de la Unidad de Servicios de la Industria Petrolera (USIP).

Propiedad	Valor
pH	7.96
Alcalinidad (mg CaCO/L)	121
Densidad relativa	1.0265
Viscosidad(cP)	1.06
Sólidos totales (mg/L)	39,556
Salinidad (mg/L)	34.6

N-decano

En los experimentos de la celda se utilizó n-decano como petróleo, el cual presenta un punto de ebullición de 57°C, un peso molecular de 142.28 g/mol, una pureza mayor al 99% y una viscosidad de 0.95 cP, el cual se considera como un tipo de petróleo ligero (Alamilla-Carrillo, 2012). La razón de utilizar este fluido fue debido a la similitud de viscosidad con el agua utilizada en los experimentos, lo cual permitió establecer el arreglo experimental de las pruebas en celda.

Petróleo

Se utilizó petróleo debido a que responde a condiciones reales en comparación con el n-decano, además de simular el comportamiento físico de un yacimiento. El petróleo empleado tiene una densidad de 0.8784 g/cm³ y viscosidad de 23.09 cp medida a temperatura ambiente y no tiene gases en solución.

Nitrógeno

El nitrógeno es un elemento químico con número atómico siete, símbolo N y masa atómica 14.0067, temperatura de ebullición de -195.8 °C y temperatura de fusión de -210.0 °C, que a condiciones estándares forma un gas con una baja reactividad por lo cual es utilizado para medir la porosidad efectiva en los núcleos.

3.2 Materiales utilizados

Partículas de Gel Preformadas (PPG)

Las PPG utilizadas en las pruebas fueron sintetizadas en la USIP siguiendo el diseño presentado por Durán-Valencia (Durán-Valencia et al., 2014). De esta síntesis se obtiene un gel de coloración rosa, blando e inodoro. Para controlar el tamaño de las PPG en las pruebas, se introdujo el gel a un horno

de vacío, hasta deshidratarlo y obtener una masa de gel compacta, la cual se molió y tamizó para conseguir PPG de dos tamaños de partículas, de 0.94 y 1.96 mm, como se muestra en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2. Malla y tamaño hidratado promedio por partícula.

Malla	Tamaño de partícula deshidratada (mm)
20-30	1.96
40-160	0.94

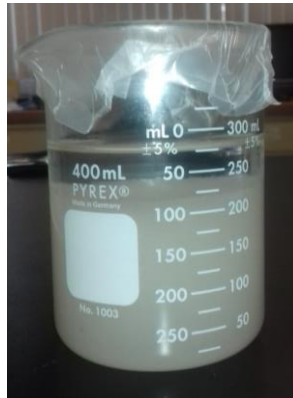


Figura 3.2 PPG hidratado (elaborada por el autor).

Núcleo

Se utilizó un núcleo de “Indiana limestone” de forma cilíndrica de 7 cm de largo y 3.79 cm de diámetro, con una porosidad absoluta de 17.11% y permeabilidad absoluta de 58.68 mD, y saturaciones de aceite y agua del 61.98 y 38.02%, respectivamente.



Figura 3.3 Núcleo de caliza utilizado en la evaluación de las PPG (elaborada por el autor).

El núcleo fue cortado en dos partes exactamente iguales y lisas, a efecto de crear un medio fracturado como se ilustra en la Figura 3.4.

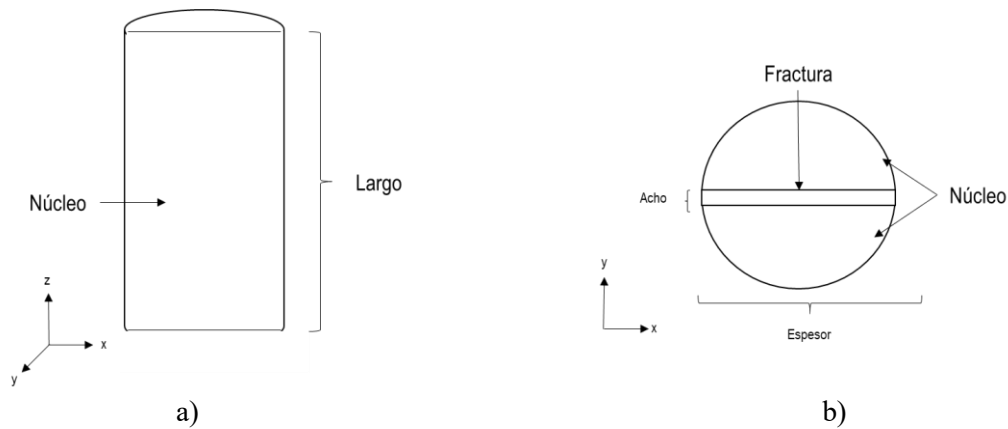


Figura 3.4 La figura a) muestra la posición el corte longitudinal y la figura b) muestra en corte transversal creado al núcleo para simular un medio fracturado (elaborada por el autor).

3.3 Arreglo experimental de las pruebas en celda

El arreglo experimental de la celda consta de una bomba de inyección, mediante la cual se desplaza un fluido de compresión a los contenedores de agua y n-decano; conforme a los requerimientos se abren o cierran las válvulas V1, V2 y V3 para permitir el paso del fluido de compresión, y desplazar el agua o n-decano de los contenedores a través de los tubos a la celda mediante el paso de la válvula V6, para evitar un desplazamiento de un fluido no deseado se cierran los contenedores de fluidos experimental con las válvulas V4 y V5; una vez que el fluido pasaba por la válvula V6 se desplazaba a la celda con las PPG pasando por la válvula V7 y a un medidor de Δp (diferencial de presión) pasando por la válvula V10; posteriormente el fluido que se introduce a la celda se desplazaba al medidor de Δp pasando por la válvula V9, este sale del sistema pasando por la válvula V11 a el contenedor recolector de fluido/salida; los datos del medidor de Δp y la bomba de inyección se recopilan en un equipo de computación. El diagrama del arreglo experimental se muestra en la Figura 3.5

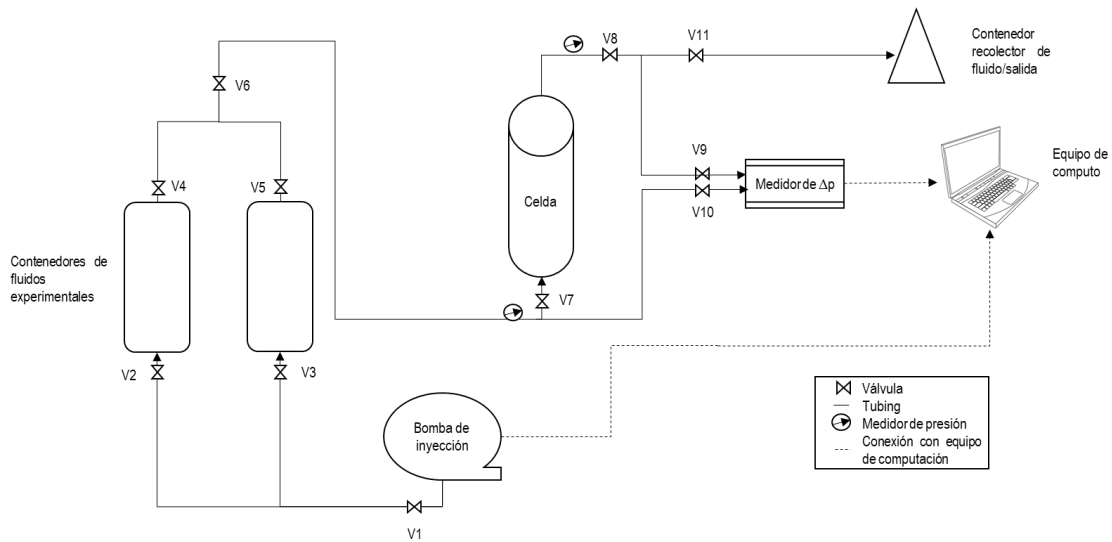


Figura 3.5 Arreglo experimental de las pruebas en la celda (elaborada por el autor).

3.4 Arreglo experimental de la prueba en núcleo

El arreglo experimental consta de un equipo de confinamiento para estabilizar la presión fuera del núcleo, el cual está constituido por una bomba de inyección de fluido de confinamiento que desplaza un fluido presurizante a través de la válvula V1; posteriormente el fluido de confinamiento se desplazaba a través de las válvula V2 y V3 para llegar al contenedor donde se localiza fluido de confinamiento y el núcleo, y se almacena, una vez finalizada la prueba, el sistema aliviará su presión al permitir el paso del fluido por la válvula V15.

Además, el arreglo consta de una bomba de inyección, mediante la cual se desplaza un fluido de compresión que pasa por la válvula V4 y llega a los contenedores de fluido experimental, que tienen agua y n-decano, mediante la apertura de las válvulas V5 y V6, con lo anterior se permite desplazar el agua o n-decano de los contenedores a la celda; para evitar un desplazamiento de un fluido no deseado se cierran los contenedores de fluidos experimental con las válvulas V7 y V8; una vez que el fluido pasa por la válvula V10 se desplaza al núcleo y al medidor de Δp pasando por la válvula V12; se direcciona el fluido a la válvula V13 para permitirle el paso a la BPR, que es el dispositivo que regula la presión inyectada al núcleo a 1,000 psi; cuando la presión está por encima de 1,000 psi, la BPR permite el paso del fluido procedente de la válvula 13 a la válvula 14 para depositar el fluido en el recolector de fluido/salida; los datos del medidor de Δp , la bomba de inyección, el medidor de presión del contenedor del fluido de confinamiento y el núcleo, se recopilan en un equipo de computación. Este arreglo experimental se muestra en la Figura 3.6.

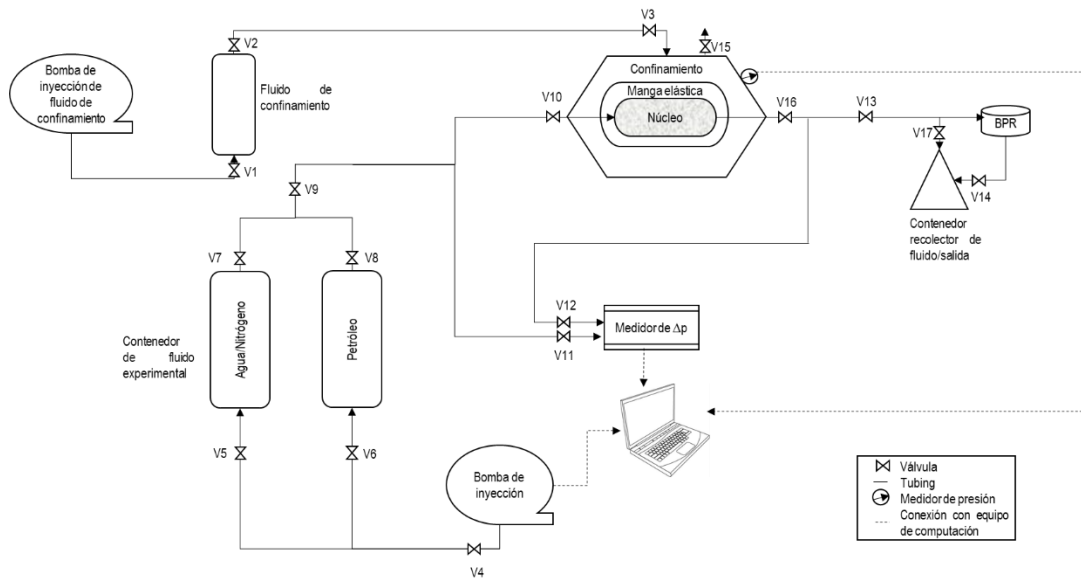


Figura 3.6 Arreglo experimental de la prueba en núcleo (elaborada por el autor).

3.5 Equipos utilizados

Equipo de computación

El equipo de cómputo consta de una computadora con un software de inyección de fluidos para el equipo de inyección, y la adquisición de datos para el medidor de presión y Δp . El equipo de computación se muestra en la Figura 3.7.

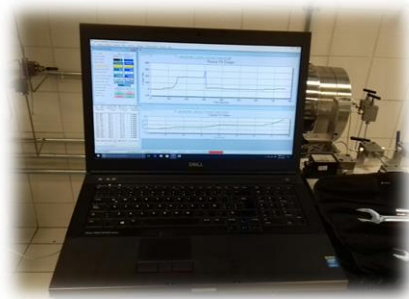


Figura 3.7 Equipo de cómputo

Bomba de inyección

La bomba de inyección permite desplazar un fluido de compresión a los contenedores de fluido experimental, para que el agua, n-decano y el petróleo pasen a través de las PPG en las pruebas en

celda y núcleo. La bomba utilizada es de desplazamiento positivo, y tiene una capacidad de 10,000 psi de presión, la cual se muestra en la Figura 3.8.



Figura 3.8 Equipo de inyección utilizado para los experimentos

Contenedor de fluido experimental

Este dispositivo permite almacenar el fluido que se inyecta en la celda; consta de dos partes divididas por un émbolo, en la parte inferior se aloja un fluido de compresión, que es inyectado por la bomba de inyección para desplazar al segundo fluido, el cual se encuentra en la parte superior y se inyecta al sistema para pasar por la celda o el núcleo. Dicho contenedor se muestra en la Figura 3.9.

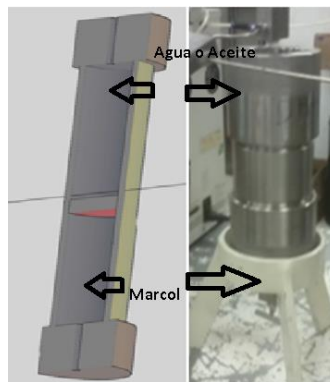


Figura 3.9 Contenedor del fluido experimental.

Medidor de diferencial de presión (Δp)

El medidor de diferencial de presión (Δp) es un dispositivo que se divide en dos partes, un sensor de presión (relacionada con el comportamiento mecánico) y un equipo electrónico que transmite la señal. La primera parte consta de dos entradas, en las cuales se conectan al sistema, y el sensor determinará esta magnitud; mediante el equipo electrónico se transmite este valor a un dispositivo de computación. El medidor utilizado fue de marca Valadyne para servicio de líquidos o gases con un intervalo de medición electrónica de 4 a 20 mA y exactitud de 0.1%, el cual se muestra en la Figura 3.10.



Figura 3.10 Medidor de diferencial de presión (Valadyne Engineering, s.f.)

Medidor de presión

Es un equipo que transforma la presión a una señal eléctrica, de marca Crystal pressure, el equipo utilizado tuvo un intervalo de medición de 0 a 5,000 psi, con una resolución de 0.1 psi, exactitud de 0.1% y diseñado para un uso de -10 a 50 °C, el cual se muestra en la Figura 3.11.



Figura 3.11 Medidor de presión.

Celda

La celda utilizada es de acero y tienen una dimensión de 25 cm de longitud y 3 cm de diámetro interno; su forma es cilíndrica y enroscable por los extremos. Este sistema cuenta con una malla en cada extremo, la cual impide la salida de las PPG. Adicionalmente, se introdujeron 25 esferas de vidrio de 1.6 cm de diámetro al interior de la celda con la finalidad de simular un medio de alta conductividad. La celda en sus extremos enroscables, tuvo una malla menor de 0.5 mm para evitar el paso de las PPG. La celda fue hecha para usos del laboratorio y se muestra en la Figura 3.12.

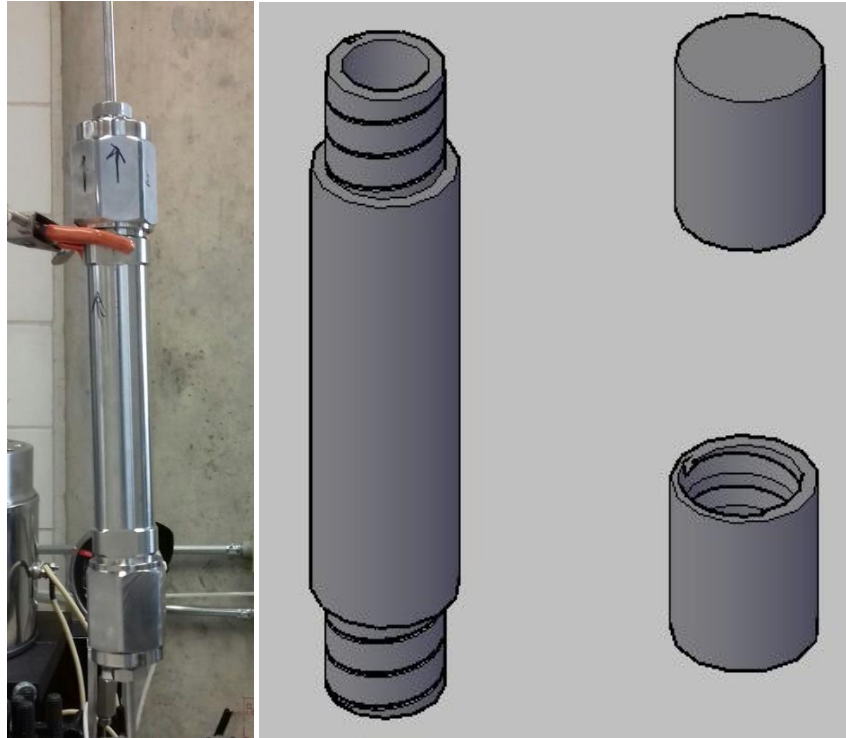


Figura 3.12 Celda experimental.

Equipo de confinamiento del núcleo

Se satura de agua y petróleo al núcleo inyectando estos fluidos a 1,000 psi, bajo estas condiciones se realiza la prueba con las PPG, por lo cual, por seguridad fue necesario mantener en el área externa del núcleo a una presión similar, lo cual se consiguió con el equipo de confinamiento; este equipo consta de una bomba de inyección del fluido de confinamiento (agua), un contenedor de fluido de confinamiento de las mismas características a los de fluido experimental, una manga elástica que permitió separar al núcleo y sus fluidos con el fluido de confinamiento, y un contenedor del núcleo en la manga elástica.

La bomba desplaza el fluido de confinamiento, manteniendo las válvulas V1, V2 y V3 abierta, y la V15 cerradas, provocando con ello, la inyección a un sistema cerrado, hasta alcanzar una presión de 1,300 psi, (Figura 3.6). Una vez que se terminó la prueba, la presión del sistema dejó salir el fluido de confinamiento mediante la válvula V15.

Válvula reguladora de contrapresión (BPR)

Una válvula reguladora de contrapresión (BPR por sus siglas en inglés de Back Pressure Regulator), es un equipo que permite mantener la presión ejercida por un fluido en un sistema a un valor predeterminado, cuando la presión excede este último, la BPR alivia la presión de exceso del sistema

al permitir el paso del fluido, esta fue utilizada en el arreglo experimental de la prueba en núcleo como se muestra en la Figura 3.6, con la finalidad de mantener la presión de todo el sistema durante las pruebas.

3.6 Metodologías desarrolladas

Metodología para determinar el hinchamiento de las PPG

La metodología desarrollada se divide en dos partes: la primera correspondiente a la identificación del volumen de las partículas de PPG y la segunda para determinar la relación de la masa de las PPG deshidratadas con el volumen de las PPG hidratadas, esta última fue desarrollada para conocer y estandarizar la cantidad de las PPG que se utilizaban en cada experimento.

Respecto a la primera parte de la metodología, las PPG al ser sintetizadas conforme al artículo “Development of enhanced nanocomposite preformed particle gels for conformance control in high-temperature and high-salinity oil reservoirs” (Durán-Valencia et al., 2014) se producen en una masa de gel compacto, por lo cual se molió y tamizó para obtener el tamaño de las PPG requeridas.

Posteriormente se procede a medir con un microscopio el largo y ancho (L_1 y L_2) de 33 partículas deshidratadas; adicionalmente, se agrega agua a las partículas y espera por una hora su hidratación, y con el apoyo de un microscopio se mide el largo y ancho de las 33 partículas hidratadas.

Para cada partícula se realizaron dos mediciones, una del largo y otra del ancho, mediciones que fueron perpendiculares entre sí como se ejemplifica en la Figura 3.13.

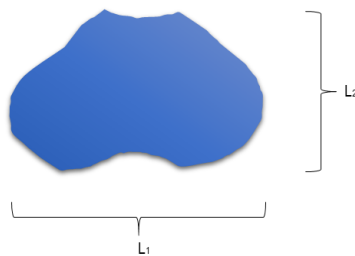


Figura 3.13 Medición de L_1 y L_2 de una partícula de PPG

Posteriormente, se obtienen un promedio de las mediciones de los diámetros deshidratados e hidratados conforme a la Ecuación 5.

$$\text{Diámetro promedio} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{n}$$

Ecuación 5 Diámetro promedio.

Donde n es el número total de datos y L es el diámetro de cada partícula de PPG.

Con el diámetro promedio de las PPG hidratadas se calcula el volumen promedio conforme a la Ecuación 6 de volumen de una esfera. Es importante mencionar que las PPG tienen formas variadas, por lo que este cálculo representa una aproximación.

$$Volumen = \frac{3}{4}\pi \left(\frac{\text{Diámetro promedio hidratada}}{2} \right)^3$$

Ecuación 6 Volumen de una esfera.

La segunda parte de la metodología consiste con respecto a un tamaño de partícula, en medir la masa de las PPG de deshidratadas, agregarle agua y dejar reposar por una hora, para posteriormente quitar el exceso de agua y aplicar vacío, tras lo cual medir el volumen que ocupan las PPG hidratadas y compararlas respecto a la masa original.

3.6.1 Metodología para realizar las pruebas en celda

El objetivo de esta metodología y experimentos fue caracterizar el desplazamiento del agua y el aceite ante las PPG, como se muestran a continuación:

- I. El primer paso para llevar a cabo la metodología consiste en armar el arreglo experimental de las pruebas en celda conforme a la Figura 3.5, el cual tiene un equipo de inyección conectado a contenedores de agua y n -decano, estos a su vez se conectan a la celda experimental, donde con manómetros se mide la presión de inyección a la entrada y salida, y se registra en un equipo de cómputo, asimismo, se registra la diferencial de presión (Δp).
- II. El segundo paso consiste en pesar una muestra de las PPG que llene por completo la celda (176 cm^3), conforme a los datos obtenidos de la segunda parte de la metodología para determinar el hinchamiento de las PPG, posteriormente, hidratar y quitar el exceso de agua de las muestras de las PPG, mezclar las PPG hidratadas requeridas con las esferas e introducir las PPG y esferas a la celda, posteriormente se sella la celda y se conecta al equipo de desplazamiento. Una vez conectado el arreglo experimental se procede a iniciar el registro y almacenamiento del medidor de Δp y la bomba de inyección.

Es importante establecer que la celda se encuentra en una posición vertical como se muestra la Figura 3.14, con la inyección de los fluidos por la parte inferior, y la salida por la parte superior con la finalidad de que la gravedad impida tener espacios que no tengan contacto entre fluidos y las PPG.

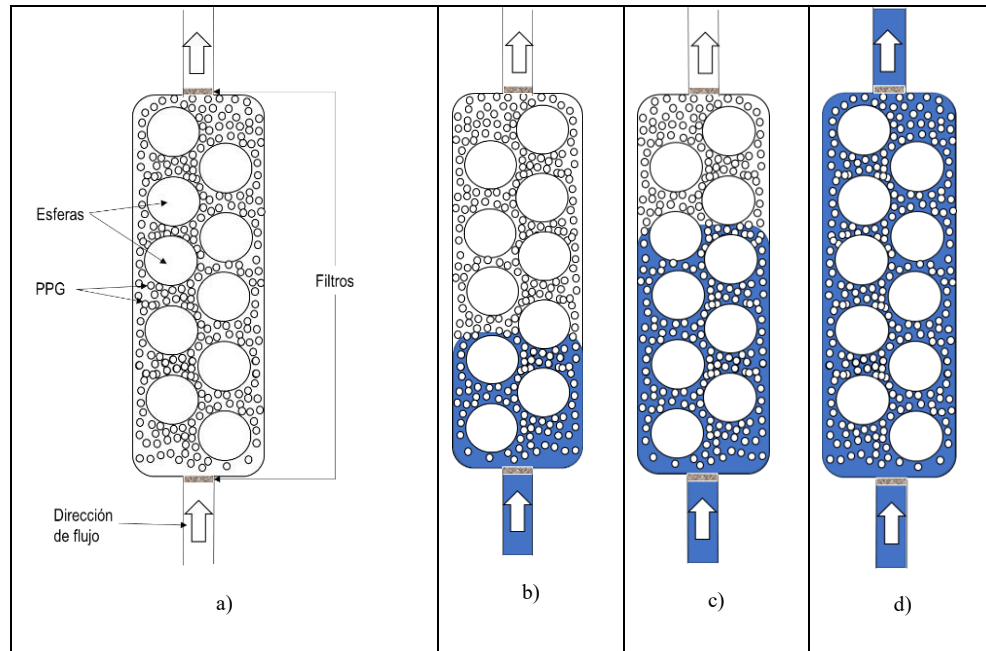


Figura 3.14 La figura a) muestra un diseño del empaque obtenido al introducir las PPG, las esferas en la celda con los filtros en los extremos y en posición vertical para que el fluido inyectado tenga contacto con todas las PPG, considerando que el fluido se desplazaría conforme a las figuras b), c) y d) respectivamente (elaborada por el autor).

- III. En el tercer paso se inicia la inyección de agua a 0.1, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1, 2 y 3 mL/min al sistema de desplazamiento, la cual pasará a través de las PPG saturando por completo la celda y midiendo las Δp .
En este punto, se mide el volumen poroso de la celda considerando el volumen de agua inyectada menos el volumen de agua producida y el agua en el tubing del sistema.
- IV. En el cuarto paso se inyecta n-decano por el sistema a 0.1, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1, 2 y 3 mL/min llevando a la saturación de agua irreductible ($Q_{\text{agua}@S_{or}}$) al contenido de la celda, midiendo el Δp .
- V. En el quinto paso se inyecta agua por el sistema a 0.1, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1, 2 y 3 mL/min llevando el sistema a la saturación de petróleo o n-decano residual ($Q_{\text{n-decano}@S_{wir}}$), midiendo el Δp . Al terminar se detiene el equipo de registro y almacenamiento de datos.
- VI. Con las Δp registradas se calcula la permeabilidad con la ecuación de Darcy para el agua y el n-decano.

3.6.2 Metodología para realizar pruebas en núcleo

El objetivo de esta metodología es evaluar las PPG en un núcleo fracturado, para lo cual se caracterizó el núcleo y posteriormente se realizó el desplazamiento de agua y petróleo.

Para realizar la metodología se armó el arreglo experimental de las pruebas en núcleo conforme a la Figura 3.6, el cual tenía un equipo de inyección conectado a contenedores de agua y petróleo, estos a

su vez se conectaron a la sección que contiene el núcleo, donde con manómetros se midió la presión de inyección a la entrada y salida, y se registró en un equipo de cómputo, asimismo, se registró la diferencial de presión (Δp) conforme a los pasos siguientes:

1. Caracterización de núcleo.

El núcleo fue colocado en el sistema de confinamiento de la Figura 3.6, y se efectuaron las mediciones siguientes:

- a. Se midió la porosidad del núcleo con nitrógeno.
- b. Se midió la porosidad del núcleo con agua, con lo cual se llevó al núcleo a una saturación de agua del 100% ($S_w = 100\%$).
- c. Se midió la permeabilidad absoluta del núcleo al agua.
- d. Se midió la permeabilidad efectiva del núcleo al petróleo, con lo cual se llevó al núcleo a la saturación de agua irreductible (S_{wir}) y saturación de petróleo inicial (S_{oi}).

2. Creación y evaluación de la fractura.

Para la simulación de un medio fracturado, se extrajo un núcleo del sistema de confinamiento, y fue cortado con ayuda de una cortadora de núcleos en dos partes simétricas (Figura 3.15), y se colocaron dos separadores de 7 cm de largo y, 0.34 cm de ancho y espesor (Figura 3.16) a fin de mantener la fractura abierta.



Figura 3.15 Corte transversal del núcleo conforme a la metodología desarrollada (elaborada por el autor).

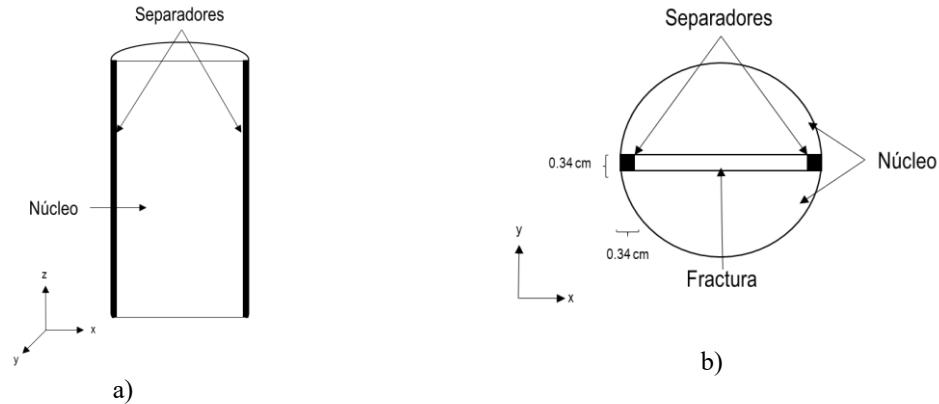


Figura 3.16 La figura a) muestra la posición de los separadores cubriendo el largo total de la fractura, mientras que en la figura b) se muestra la posición de los dos espaciadores y las dos mitades del núcleo manteniendo la fractura abierta (elaborada por el autor).

e. Desplazamiento de agua con la fractura abierta.

El núcleo fue introducido nuevamente en el sistema de confinamiento y se inyectó agua para simular la producción a través de la fractura y medir la permeabilidad efectiva al agua del medio fracturado.

3. Evaluación de las PPG.

f. Colocación de las PPG al núcleo fracturado.

Se extrajo el núcleo del sistema de confinamiento y se introdujeron las PPG deshidratadas en la fractura creada; colocando adicionalmente un filtro a la salida del núcleo (Figura 3.17), a fin de evitar producción de las PPG y se volvió a introducir al sistema.

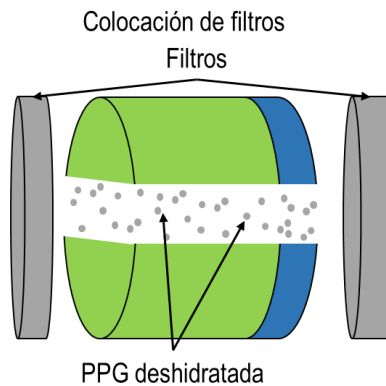


Figura 3.17 Colocación de filtros a los extremos del núcleo

g. Hidratación de las PPG.

Se inyectó agua y se confinó por 3 horas, manteniendo el núcleo con una saturación de agua irreductible y saturación de petróleo inicial.

h. Medición de la permeabilidad efectiva al agua.

Se desplazó agua para medir la permeabilidad efectiva al agua en el núcleo con las PPG, lo cual se realizó hasta que el petróleo dejó de producirse.

i. Inyección de petróleo para medir la permeabilidad efectiva al petróleo.

Se desplazó petróleo a efecto de medir la permeabilidad efectiva al petróleo.

Los pasos anteriormente descritos se esquematizan en la Figura 3.18.

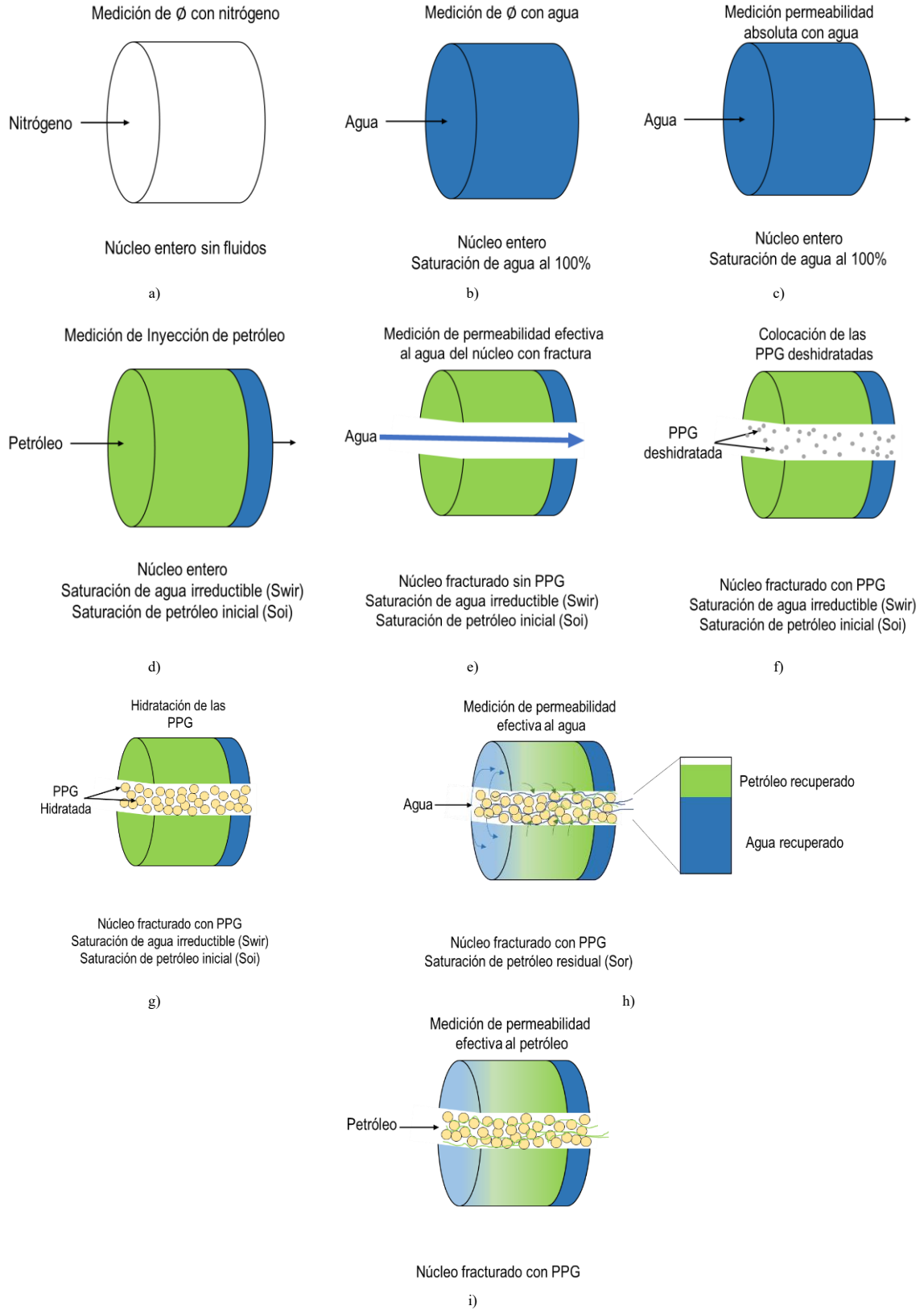


Figura 3.18 Descripción gráfica de la metodología empleada para caracterizar al núcleo.

Capítulo 4 Resultados

4.1 Caracterización de las PPG.

4.1.1 Identificación del volumen de las partículas de las PPG.

Se analizó la relación del tamaño promedio de las PPG deshidratadas y su tamaño hidratado, para lo cual se midió el diámetro de las PPG en un microscopio (Figura 4.1), posteriormente mediante el uso de la ecuación del volumen de una esfera se estimó el tamaño de las partículas de las PPG y se obtuvieron los resultados de la Tabla 4-1.

Al respecto, se eligieron las PPG de tamaño deshidratado de 3.94 mm³ y 0.43 mm³ para efectuar los experimentos debido a la dificultad para sintetizar las cantidades requeridas de las PPG para los experimentos.

$$Volumen = \frac{4}{3} \pi \left(\frac{\text{diámetro}}{2} \right)^3 \quad \text{Ecuación 7 Volumen de una esfera.}$$

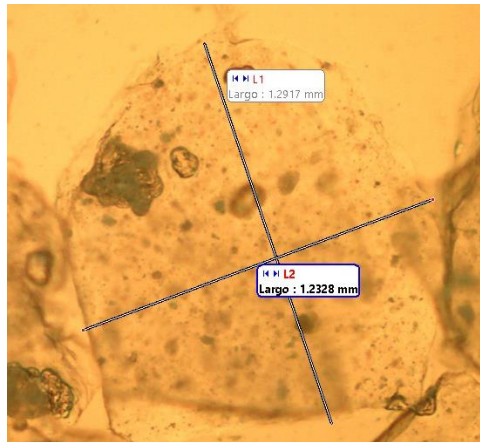


Figura 4.1 Medición de las dimensiones de las PPG (elaborada por el autor).

Tabla 4-1 Hinchamiento del tamaño de partícula.

Diámetro promedio de las PPG Deshidratadas mm	Diámetro promedio de las PPG Hidratadas Mm	Volumen promedio de las PPG hidratadas en mm ³
0.58	1.96	3.95
0.51	1.61	2.19
0.29	0.97	0.48
0.28	0.94	0.43

Con los datos obtenidos se realizó la Figura 4.2 que se ajustó a la ecuación siguiente:

$$PPG_{Hidratado} = 3.2946 \times PPG_{Deshidratado}$$

Ecuación 8 Volumen de las partículas de PPG.

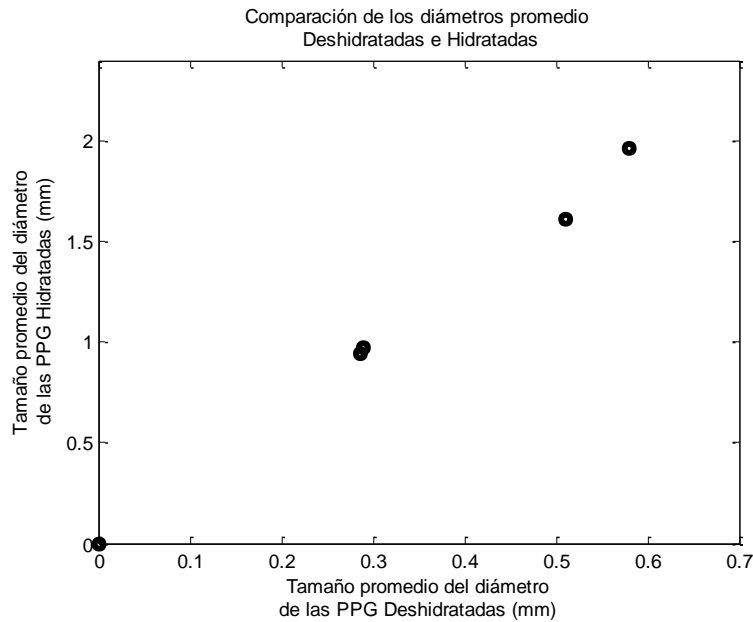


Figura 4.2 Identificación del hinchamiento del diámetro promedio de las PPG.

4.1.2 Relación de la masa de las PPG deshidratadas con el volumen de las PPG hidratadas.

Con la finalidad de crear una base para el uso de las PPG, se analizó la masa deshidratada requerida para obtener un volumen hidratado específico, para lo cual se realizaron experimentos con los dos tamaños de partícula obteniendo la Figura 4.3, cuyas ecuaciones tuvieron en ambos casos con coeficientes de correlación superior al 0.9000:

$$PPG=0.43 \text{ mm}^3$$

$$Vol_{PPG=0.43 \text{ mm}^3} = 9.6949 \times Masa$$

$$\text{Con un } R^2=0.9997$$

$$PPG=3.95 \text{ mm}^3$$

$$Vol_{PPG=3.95 \text{ mm}^3} = 12.536 \times Masa$$

$$\text{Con un } R^2=0.9923$$

Ecuación 9 Relación de la masa de las PPG deshidratadas de 0.43 mm^3 con el volumen hidratado de las mismas.

Ecuación 10 Relación de la masa de las PPG deshidratadas de 3.95 mm^3 con el volumen hidratado de las mismas.

Donde las unidades de la masa son en g y el volumen en cm^3 .

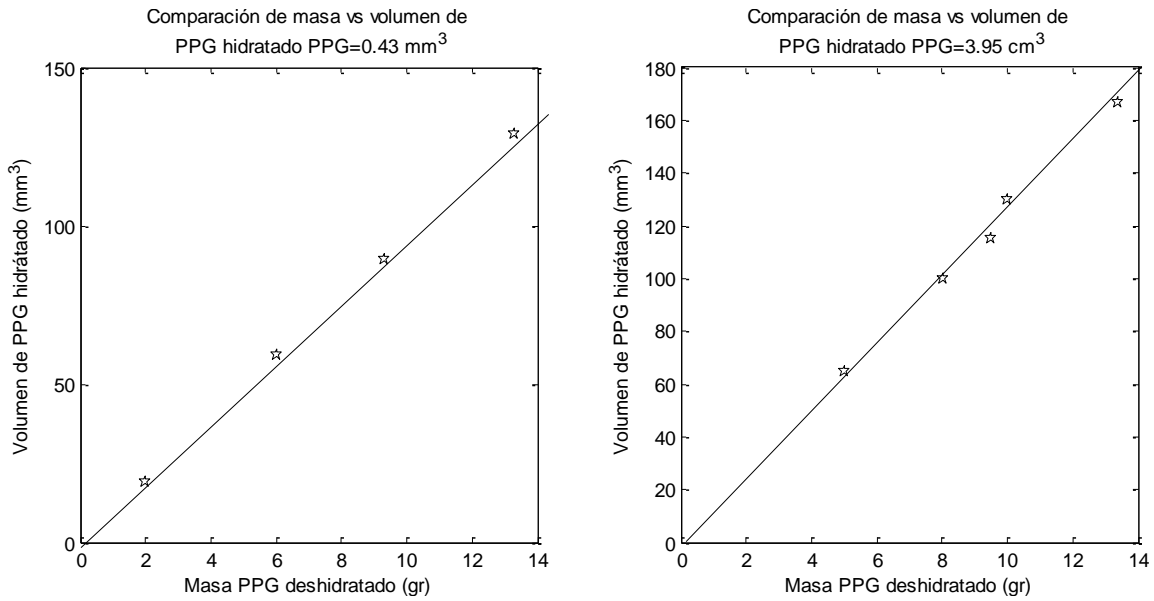


Figura 4.3 Relación de la masa de las PPG deshidratadas con el volumen hidratado de las mismas.

4.2 Experimentos de permeabilidad en celda y núcleo

4.2.1 Experimento en celda con dos tamaños de las PPG.

Se realizaron dos experimentos con las PPG de 3.95 mm³ y 0.43 mm³ en una celda de 25 cm de largo, 3 cm de diámetro interno y con 25 esferas impermeables de 1.6 cm de diámetro, que simulaban un medio de alta conductividad como se muestra en la Figura 4.4. Por lo anterior, la evaluación de las PPG se consideraría únicamente en la fractura.

Como fluidos se utilizó agua con una viscosidad 1.06 cP y n-decano con 0.95 cP para simular petróleo. Para el empacamiento de la celda con los tamaños de las partículas de 3.95 mm³ y 0.43 mm³ se utilizaron 14.03 g y 18.15 g de las PPG deshidratadas respectivamente.

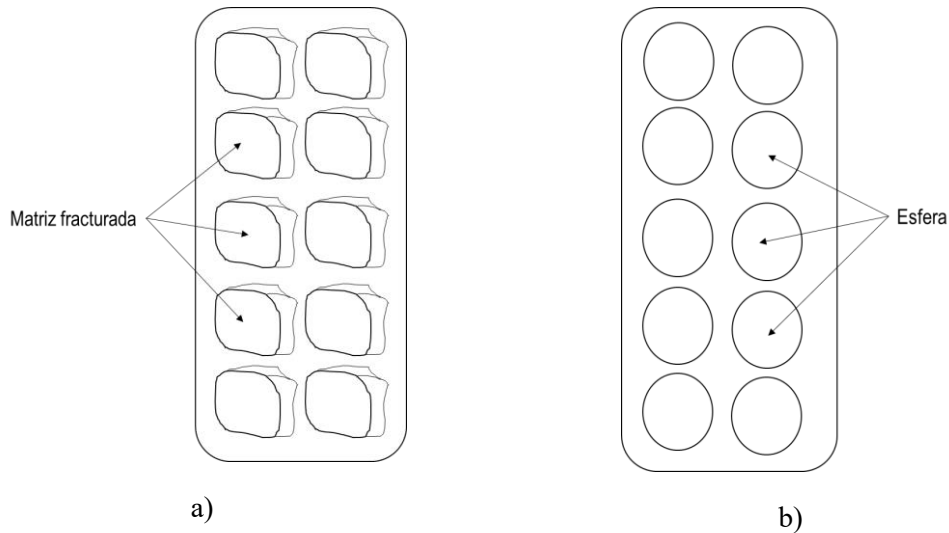


Figura 4.4 La figura a) ejemplifica un medio fracturado, y la figura b) simula el medio fracturado de la figura a).

Conforme a la metodología general, se introdujeron las PPG con las esferas a la celda y se selló, se conectó el sistema de desplazamiento obteniendo un volumen poroso de 7.75 cm^3 y 27 cm^3 para la PPG de 3.95 mm^3 y 0.43 mm^3 respectivamente, posteriormente se desplazó agua hasta tener una saturación del 100% y se inyectó n-decano hasta llevar a la saturación de agua irreductible ($Q_{n\text{-decano}@S_{wir}}$), finalmente se desplazó agua para llevar el sistema poroso a la saturación de n-decano irreductible o saturación de aceite residual ($Q_{\text{agua}@S_{or}}$) obteniendo las diferenciales de presión y permeabilidades de la Figura 4.5 y Figura 4.6.

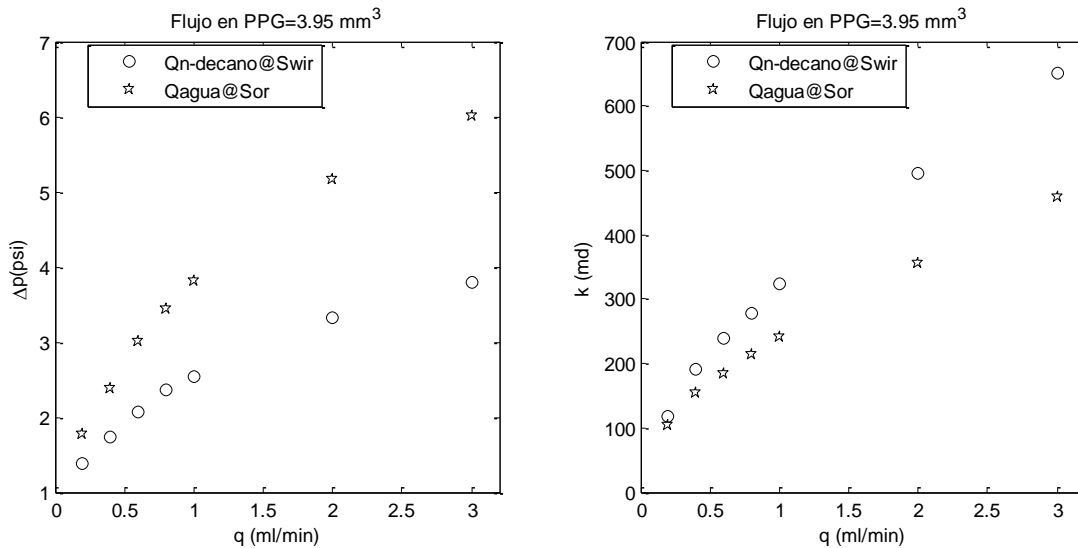


Figura 4.5 Medición de la diferencial de presión y permeabilidad con el desplazamiento de n-decano para inducir el sistema poroso a una saturación de agua irreductible ($Q_{n\text{-decano}@S_{wir}}$) y desplazamiento de agua para llevar el sistema a la saturación de aceite residual ($Q_{\text{agua}@S_{or}}$) en las PPG de 3.95 mm^3 .

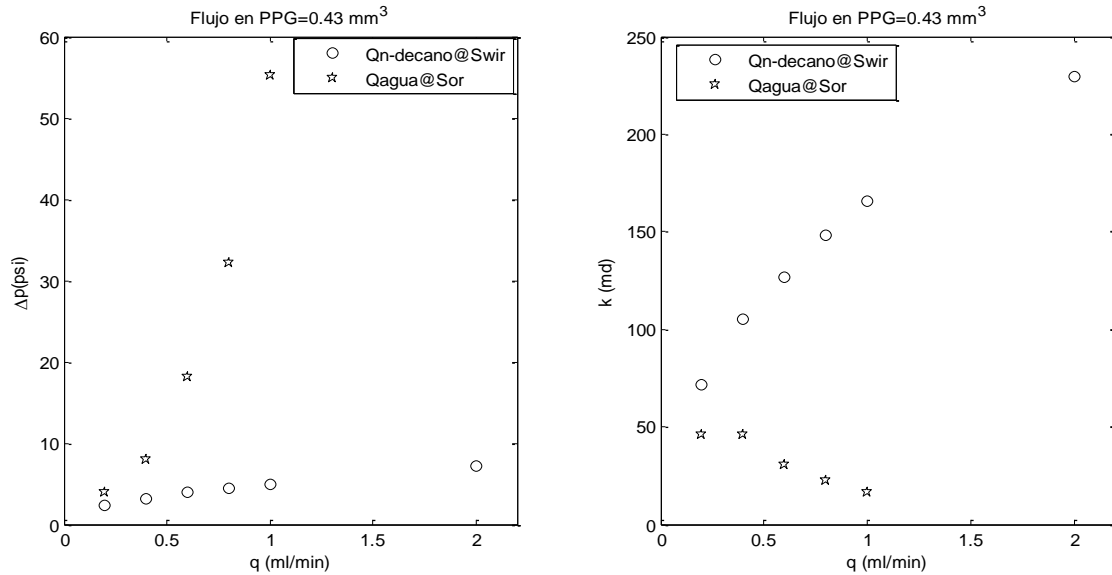


Figura 4.6 Medición de la diferencial de presión y permeabilidad con el desplazamiento de n-decano para inducir el sistema poroso a una saturación de agua irreductible (Qn-decano@ S_{wir}) y desplazamiento de agua para llevar el sistema a la saturación de aceite residual (Qagua@ S_{or}) en las PPG de 0.43 mm³.

Lo anterior, permitió identificar que, a menor tamaño de las PPG, existe mayor desproporción en la permeabilidad efectiva entre el agua y el n-decano, siendo siempre mejor para este último. Así, el uso de los diferentes tamaños de las PPG para abarcar distintos tamaños y profundidades de las fracturas, siempre producirán una permeabilidad efectiva con restricción al paso del agua, situación que podría ser similar a la registrada en el campo Xingbei (Bai et al., 2013), en donde utilizaron tres tamaños distintos de las PPG para controlar el paso del agua que ocurría a través de una quinta parte del espesor total productor debido a la alta permeabilidad de este estrato; aunque, es importante considerar que el desempeño de las PPG puede verse modificado por la salinidad, temperatura, entre otros factores. Las pruebas experimentales con la celda permitieron obtener resultados que concuerdan con los publicados por Imqam (Imqam et al, 2014) (Imaqam et al, 2015) respecto a la facilidad de flujo del petróleo y la resistencia al agua que producen las PPG.

Como resultado del tratamiento típico del comportamiento del gasto vs Δp del agua y n-decano, como fluidos newtonianos, se observó que la relación entre el esfuerzo y la rapidez de corte de estos fueron similares al comportamiento de un fluido no newtoniano (Figura 4.7). La hipótesis formulada considera que este comportamiento se debe al medio y no a los fluidos.

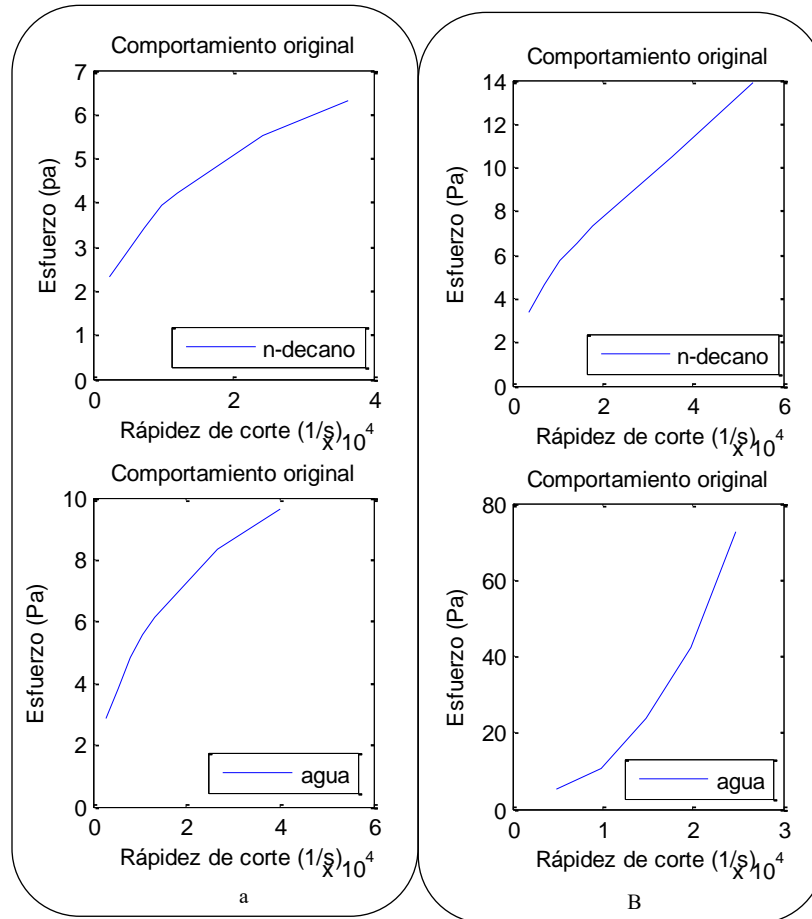


Figura 4.7 comparación del esfuerzo y la rapidez de corte de las pruebas realizadas en n-decano y agua en las PPG de 3.95 mm³ (a) y 0.43 mm³ (b) respectivamente

Para comprobar la hipótesis (Anexo A), se utilizaron las ecuaciones de flujo de fluidos a través de un tubo circular de Hagen-Poiseuille y permeabilidad de Darcy, a efecto de calcular el esfuerzo y la rapidez de corte; y se planteó que las PPG al ser un medio deformable, pueden crear nuevos canales de flujo o disminuirlos, así como producir variaciones en el tamaño de estos.

Con base en lo anterior, se propuso considerar a los canales como tubos circulares y realizar un ajuste en la cantidad o número de canales que permiten el flujo y el tamaño del radio de estos en el cálculo de la rapidez de corte con el esfuerzo de corte en las PPG de 3.95 mm³ y 0.43 mm³, a efecto de tener el comportamiento newtoniano de los fluidos inyectados.

El procedimiento utilizado, consideró que el menor gasto de inyección del fluido se desplazó a través de un solo canal, y determinó su radio con la ecuación de Hagen-Poiseuille, a continuación, se calcularon el esfuerzo y la rapidez de corte, y de su relación se constató el comportamiento de la viscosidad de los fluidos, resultado característico de los fluidos newtonianos.

Posteriormente, para determinar la variación del número de canales en el resto de los gastos de inyección, se mantuvo constante al radio calculado con la ecuación de Hagen-Poiseuille y mediante un método iterativo se ajustó el número de canales.

Para determinar la variación del tamaño del radio, se consideró que el fluido se desplazó a través de un solo canal y mediante un método iterativo se ajustó el tamaño del radio en todos los gastos de inyección.

Con los resultados obtenidos, se constató que en la comparación del esfuerzo y la rapidez de corte que, al realizar los ajustes (Figura 4.8 y Figura 4.9), se obtuvo un comportamiento newtoniano de los fluidos inyectados, en donde la pendiente es igual a la viscosidad del fluido.

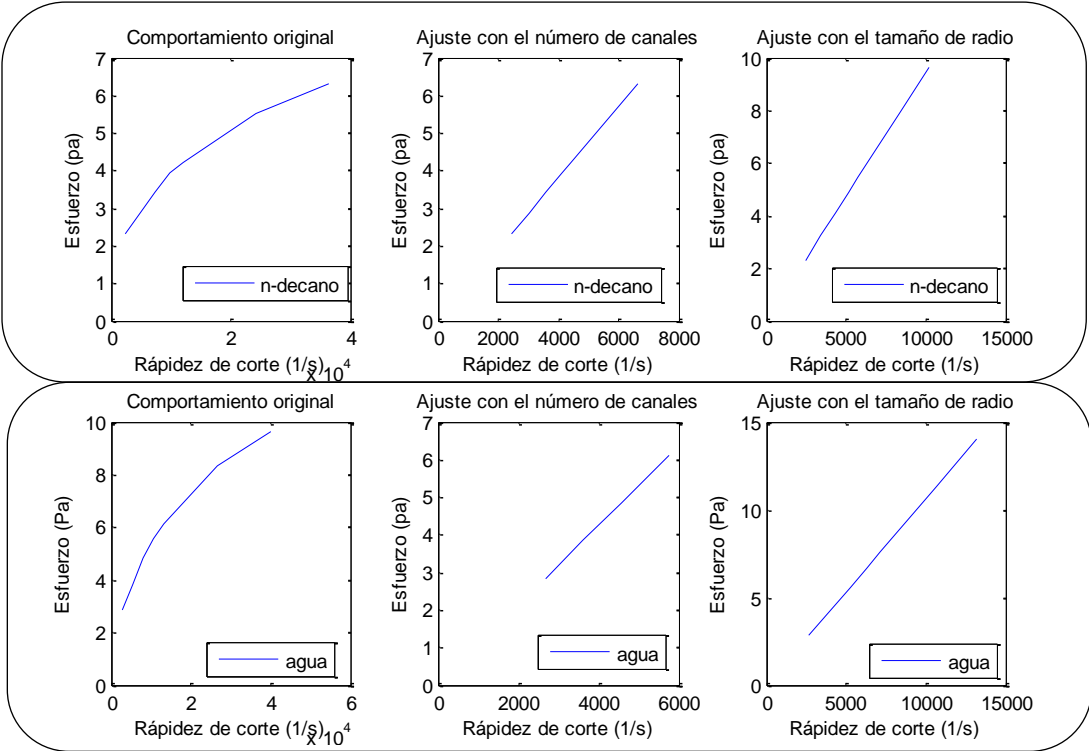


Figura 4.8 Comparación del esfuerzo y la rapidez de corte del desplazamiento de agua y n-decano a través de las PPG de 3.95 mm³ y los ajustes realizados con las variaciones de la cantidad de canales de flujo y su tamaño.

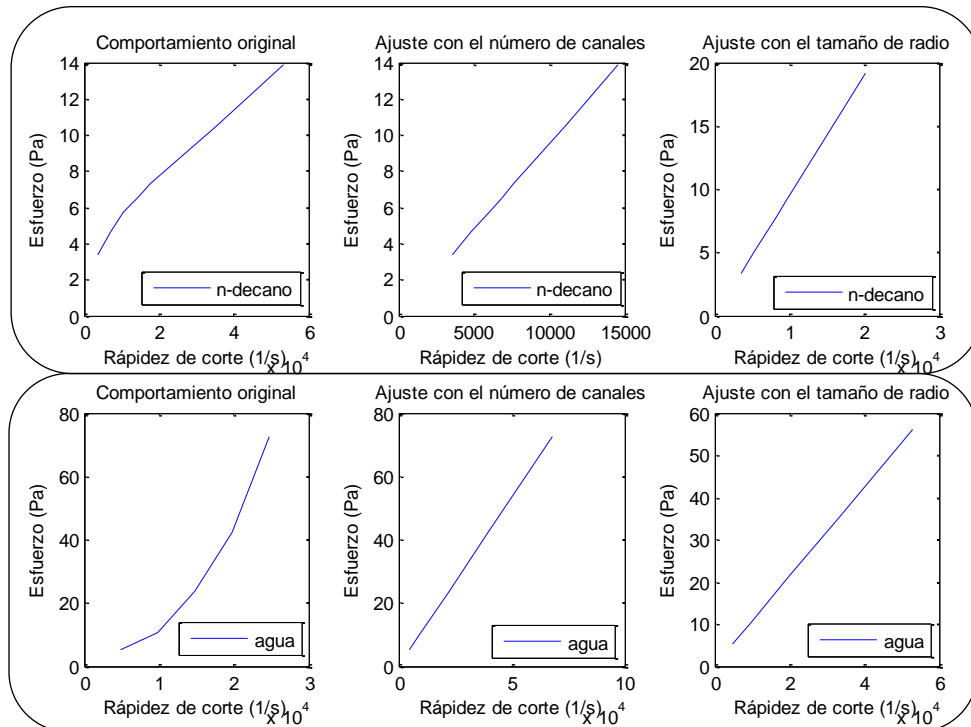


Figura 4.9 Comparación del esfuerzo y la rapidez de corte del desplazamiento de agua y n-decano a través de las PPG de 0.43 mm^3 y los ajustes realizados con las variaciones de la cantidad de canales de flujo y su tamaño.

La Figura 4.10 muestra el comportamiento del número de canales y el tamaño de estos en las PPG de 3.95 mm^3 ante el ajuste realizado, en donde se observa que cuando se inyecta agua, el número de canales aumenta para permitir su paso, situación similar a la presentada cuando se inyecta n-decano, sin embargo, este último crea más canales. Asimismo, se constató que ante la inyección del n-decano el canal de flujo aumenta su tamaño para permitir su paso, siendo mayor al tamaño identificado con el agua.

Respecto de las PPG de 0.43 mm^3 se identificó (Figura 4.10) que ante un aumento del gasto de inyección de n-decano se crearon más canales que permitieron el flujo. Durante la inyección de agua se observó un comportamiento opuesto, ya que los canales disminuyeron conforme se aumentó el gasto. Respecto del tamaño del radio, se constató que ante la inyección de n-decano hubo un incremento del tamaño para permitir el flujo, sin embargo, ante la inyección de agua, el tamaño del canal fue disminuyendo.

Lo anterior sugiere que ante la inyección de n-decano existe una compresión de las PPG, creando tanto nuevos canales como incrementando el tamaño de estos. En consecuencia, la porosidad del medio estará variando en función de los gastos de inyección y que las PPG están en un continuo reajuste.

Asimismo, se observó que el tamaño de las partículas de las PPG tiene un efecto sobre las permeabilidades efectivas, debido a que a menor tamaño se observa un mejor desempeño en el desplazamiento del n-decano, teniendo un mayor impacto en la retención del agua.

Al respecto es importante considerar que el ajuste no considera el efecto de la mojabilidad.

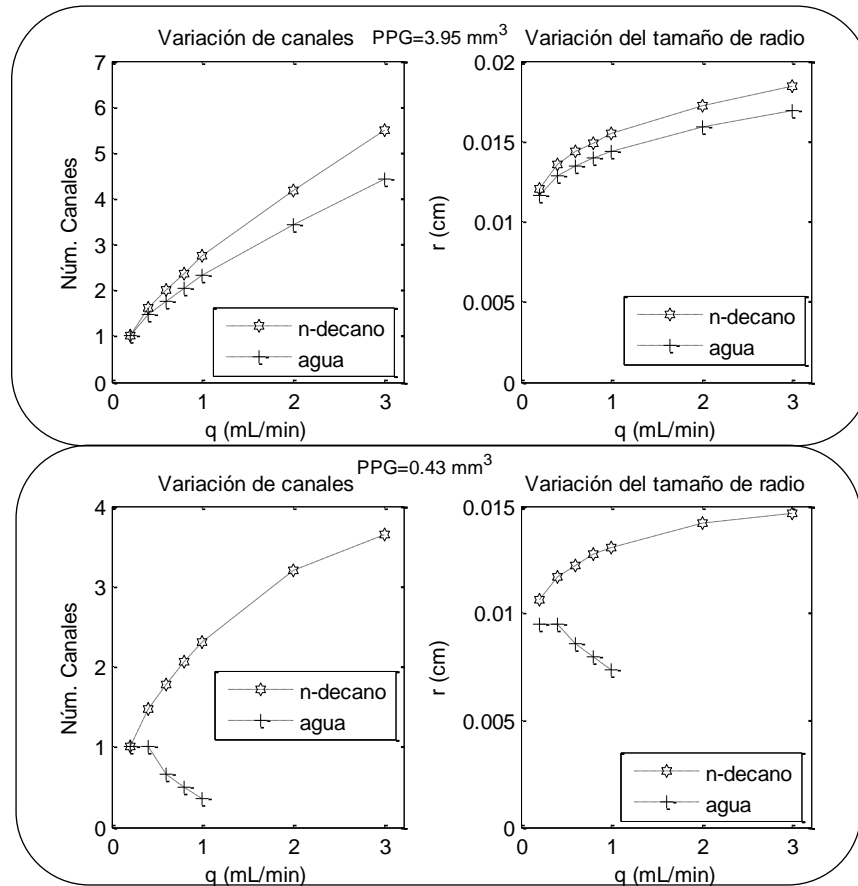


Figura 4.10 Variaciones del número de canales y el tamaño de estos en las PPG de 3.95 mm³ y 0.43 mm³ ante el desplazamiento de agua y n-decano.

4.2.2 Evaluación de las PPG en un núcleo

4.2.2.1.1 Caracterización del núcleo

Se identificó que el núcleo tuvo una porosidad de 16.72% medida. Asimismo, se midió la permeabilidad absoluta del núcleo, para lo cual se desplazó agua, obteniendo un valor de 56.68 mD.

Finalmente, se inyectó petróleo con una viscosidad de 23.09 cP, y se obtuvo una saturación de agua irreducible de 38.02% (equivalente a 5.19 cm³) con una saturación de aceite del 61.98% (equivalente a 8.46 cm³).

4.2.2.1.2 Creación y evaluación de la fractura

El núcleo fue cortado en dos partes simétricas con ayuda de una cortadora de núcleos, y se coloraron dos separadores para evitar su cierre.

El núcleo se regresó al equipo de confinamiento y se desplazó agua para recuperar el petróleo del núcleo sin embargo, no se observó recuperación alguna. Además, se identificó una permeabilidad al agua del núcleo y la fractura de 681.44 mD.

El motivo por el que no se recuperó petróleo fue debido a que conforme a la orientación de la fractura, el agua inyectada se canalizaba inmediatamente por la fractura, por lo cual no se tenía un barrido de la matriz.

4.2.2.1.3 Evaluación de las PPG

Se extrajo el núcleo del equipo de confinamiento y se introdujeron manualmente las PPG deshidratadas de 0.43 mm³ en la fractura, poniendo adicionalmente filtros a los extremos. Posteriormente se inyectó agua a efecto de hidratar las PPG.

Una vez hidratadas las PPG, se desplazó agua a diferentes gastos de inyección y se observó la recuperación de 1.03 mL de petróleo (Figura 4.11) equivalente al 12.17% respecto al sistema sin la presencia del PPG como se observa en la (Figura 4.12Figura 4.11).

Con lo anterior, se comprobó que las PPG crearon un medio que restringió el paso del agua, ocasionando un barrido en la matriz. Estos resultados coincidieron con los publicados por Bai (Bai et al., 2013), respecto a las pruebas ejecutadas en campo.

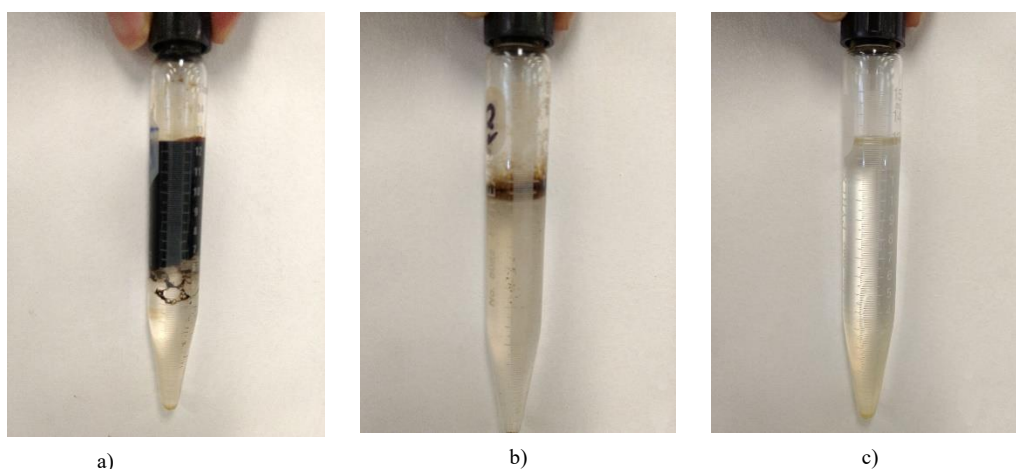


Figura 4.11 Para la recuperación de petróleo con la inyección de agua ($Q_{agua@S_{or}}$) en el núcleo fracturado y con las PPG hidratadas se utilizaron 20 viales. Al respecto, el vial a) fue el primero en llenarse y contuvo la mayor cantidad de petróleo y el vial b) fue el segundo, y el vial c) fue el último llenarse y no contuvo petróleo.

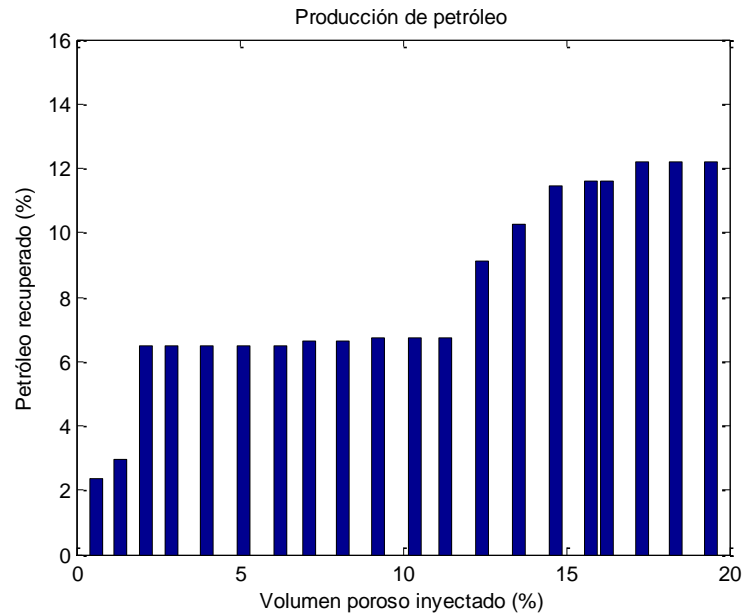


Figura 4.12 Recuperación de petróleo al utilizar las PPG de 0.43 mm^3 e inyectar agua (en volúmenes porosos).

Posteriormente, se desplazó petróleo, con lo cual se pudo comparar la permeabilidad efectiva al agua y al petróleo; observando (Tabla 4-2 y Tabla-3) que las PPG ante la inyección del agua y el petróleo, crearon una desproporción en las permeabilidades efectivas en los diferentes gastos analizados, por ejemplo, ante el gasto de 0.08 mL/min de agua y petróleo se obtuvieron permeabilidades efectivas de 1.48 mD y 2.15 mD respectivamente.

Tabla 4-2 Flujo de agua.

Flujo volumétrico (mL/min)	ΔP agua (psi)	k (mD)
0.02	2.6	1.11
0.04	4.5	1.29
0.06	5.9	1.47
0.08	7.8	1.48
0.2	17	1.70
0.4	31.65	1.83
0.6	43.069	2.01
0.8	54.58	2.12
1	66.49	2.18
2	111.4979	2.59

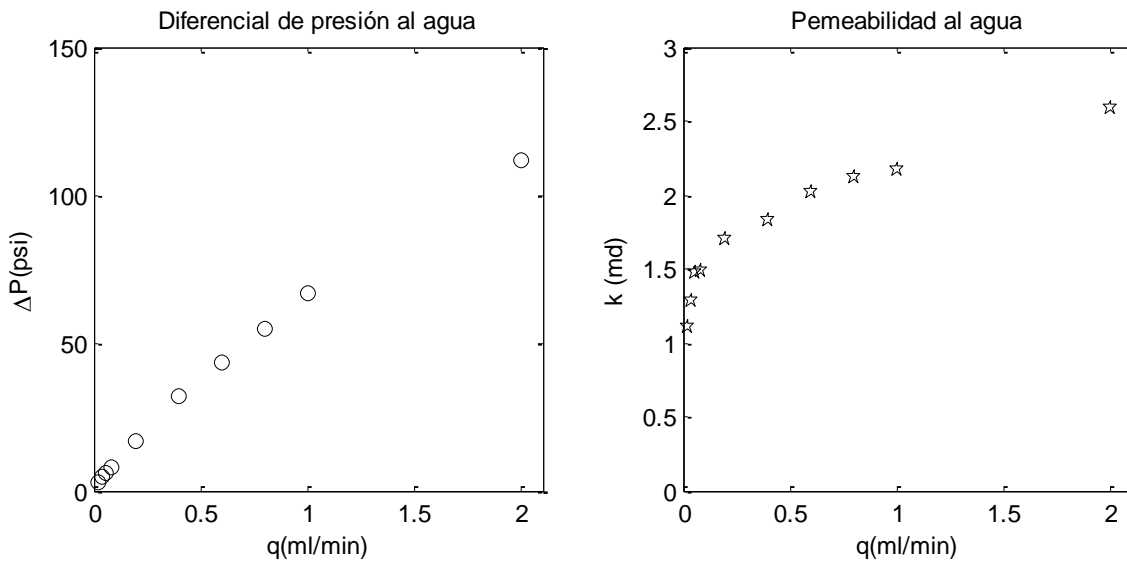


Figura 4.13 Medición de la diferencial de presión y permeabilidad con el desplazamiento de agua ($Q_{petroleo}@S_{wir}$) en un núcleo con PPG de 0.43 mm³.

Tabla 4-3 Flujo de petróleo.

Flujo volumétrico (mL/min)	ΔP petróleo (psi)	k (mD)
0.008	42.6	0.59
0.01	46.5	0.68
0.02	69.22	0.91
0.04	97.55	1.29
0.06	112	1.69
0.08	117	2.15

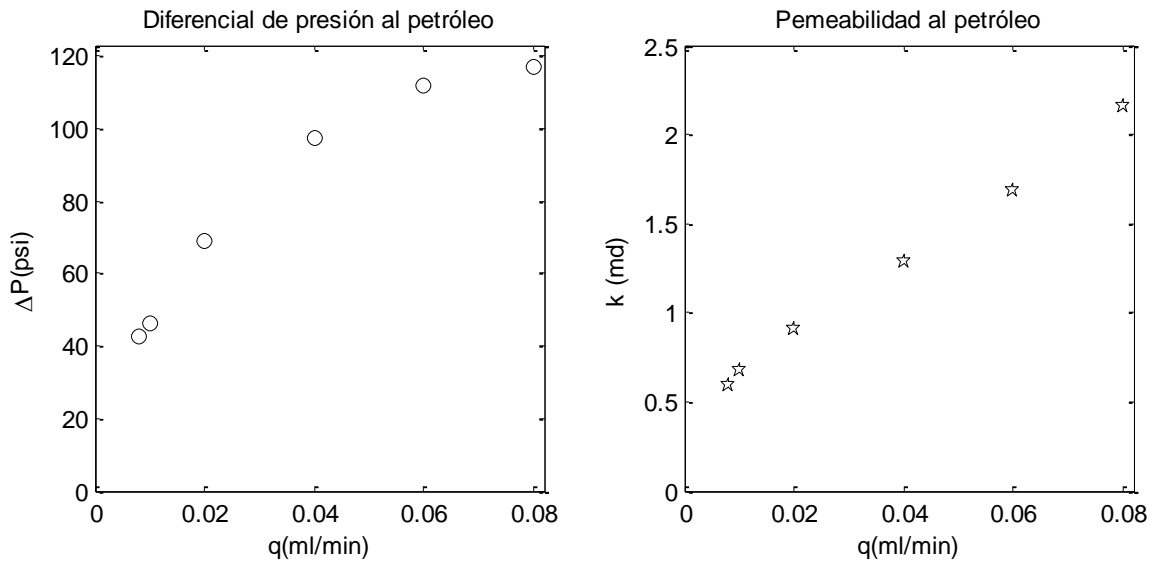


Figura 4.14 Medición de la diferencial de presión y permeabilidad con el desplazamiento de petróleo ($Q_{\text{petróleo}}@S_{\text{wir}}$) en un núcleo con PPG de 0.43 mm^3 .

Conclusiones

Se desarrolló una metodología para evaluar las PPG, la cual constó de tres etapas, en la primera se determinó el hinchamiento de las PPG respecto al agua, en la segunda se evaluó las permeabilidades efectivas al agua y al aceite (n-decano) en las PPG utilizando una celda; y en la tercera etapa se usó agua, petróleo y un núcleo para simular un YCNF e identificar la recuperación de petróleo que se podría obtener al utilizar las PPG.

Asimismo, se constató que el tamaño de las PPG tiene suma importancia en la permeabilidad efectiva al agua y el petróleo en las mismas. Lo anterior, al identificar que, a menor tamaño de las PPG, existe mayor desproporción en la presión necesaria para desplazar el agua y el n-decano, siendo siempre menor para este último.

Además, se identificó que las PPG tienen un reacomodo durante la inyección de los fluidos, y ante la inyección del agua y petróleo, existe una variación en la cantidad y tamaño de los canales de flujo.

Al inyectar las PPG al núcleo fracturado, y desplazar agua, se logró recuperar el 12% de petróleo respecto al sistema sin la presencia del PPG. Lo anterior debido a que las PPG impidieron parcialmente el paso del agua en la fractura al crear un pseudomedio que diversifica la inyección de agua y desplaza el petróleo contenido en el núcleo.

Lo anterior permite concluir que el uso de las PPG diversifica el flujo del agua hacia la matriz, manteniendo las condiciones apropiadas del flujo al petróleo que permitan su producción.

A pesar de los resultados obtenidos en este trabajo, se recomienda continuar con estudios que evalúen el comportamiento de las PPG a diferentes condiciones de presión, temperatura, ph, composición, con la finalidad de crear bancos de datos, que permitan generar conocimiento que promueva la aplicación de las PPG a nivel de campo con características petrofísicas variadas.

Anexo A. Evaluación de la Esfuerzo de Corte vs Rapidez de Corte en el Comportamiento del Flujo de una Columna Empacada con PPG

Un fluido newtoniano es aquel cuya curva de esfuerzo y la rapidez de corte es lineal, por lo cual su viscosidad es constante conforme a la ecuación siguiente (Bird B. et al., 2006):

$$\tau = \mu\gamma \quad \text{Ecuación A.1 Esfuerzo de corte en función de la viscosidad y la rapidez de corte.}$$

Donde

$\tau =$ Esfuerzo de corte

$\gamma =$ Rapidez de corte

En cambio, un fluido no newtoniano no se comporta como un líquido completamente, ya que su viscosidad varía con respecto a la rapidez de corte.

Al respecto del flujo de fluidos a través de un tubo circular, Bird et al. (Bird B. et al., 2006) deduce que el esfuerzo de corte se puede calcular de la siguiente manera:

$$\tau = \frac{r\Delta P}{2L} \quad \text{Ecuación A.2 Esfuerzo de corte}$$

Donde:

$r =$ Radio del tubo

$\Delta P =$ Diferencial de presión

$L =$ Longitud del tubo

Asimismo, se expresa la ecuación de Hagen-Poiseuille (Bird B. et al., 2006) como sigue:

$$Q = \frac{r\Delta P}{2L} \times \frac{\pi r^3}{4\mu} \quad \text{Ecuación A.3 Hagen-Poiseuille}$$

Con la Ecuación A.2 y Ecuación A.3, se define a la rapidez de corte de la siguiente manera:

$$\gamma = \frac{4Q}{\pi r^3} \quad \text{Ecuación A.4 Rapidez de corte}$$

Donde:

$Q =$ Gasto

$r =$ Radio del tubo

Por lo tanto, la Ecuación A.1 se redefiniría como:

$$\frac{r\Delta P}{2L} = \mu \frac{4Q}{\pi r^3} \quad \text{Ecuación A.5 Esfuerzo de corte}$$

En el caso de que existiera un comportamiento no newtoniano de la Ecuación A.1, y éste no fuera atribuible al fluido, podría deberse a una modificación del medio, como un aumento del número de canales de flujo o variaciones en el tamaño de estos. Por lo anterior, se propone una modificación de la Ecuación A.4 que considera el desplazamiento en una tubería o canal, en donde se divide al gasto (Q) entre un número de canales (n_c), obteniendo la ecuación siguiente:

$$\gamma = \frac{4}{\pi r^3} \frac{Q}{n_c} \quad \text{Ecuación A.6 Rapidez de corte modificada}$$

Donde

$n_c = \text{Número de canales}$

Asimismo, se propone realizar un ajuste al número de canales de la Ecuación A.6 y variaciones del tamaño de radio de las ecuaciones Ecuación A.2 y Ecuación A.6, a efecto de que la viscosidad considerada en la Ecuación A.1 de un fluido newtoniano sea constante, como se ejemplifica en la Figura A.1.

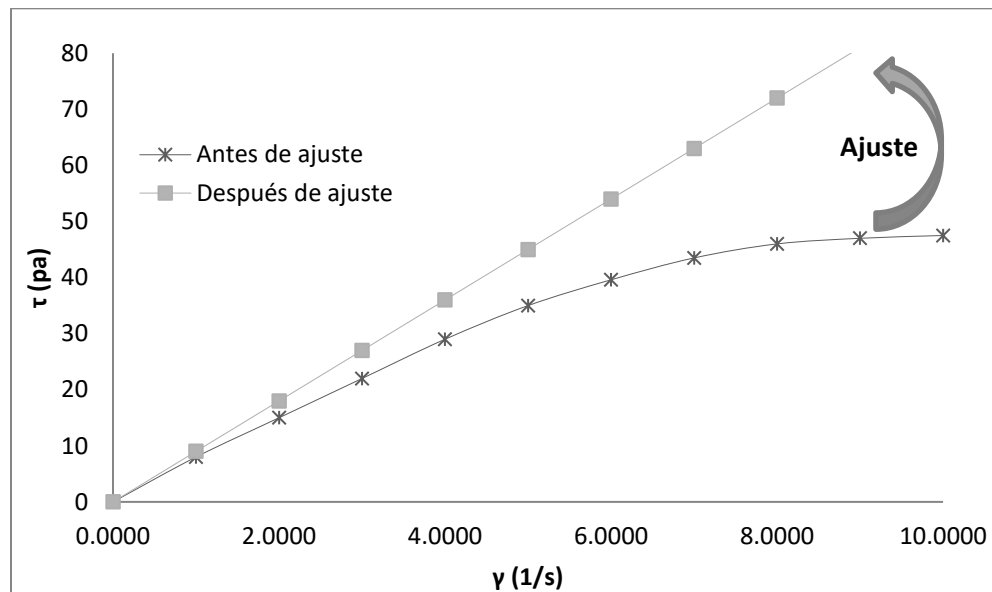


Figura A.1 Ejemplificación de ajuste de la viscosidad de un fluido newtoniano utilizando el procedimiento propuesto.

Por otro lado, para calcular el radio inicial se considerado la Ecuación A.3 de Hagen-Poiseuille en función del radio:

$$r_{inicial} = \sqrt[4]{\frac{Q8\mu L}{\pi\Delta P}}$$

A.1 Ajuste del número de canales.

1. Calcular el radio inicial de canal con la siguiente ecuación:

$$r_{inicial} = \sqrt[4]{\frac{Q8\mu L}{\pi\Delta P}}$$

2. Calcular τ y γ con un valor de n_c aleatorio con la Ecuación A.2 y Ecuación A.6 respectivamente.
3. Calcular la viscosidad (μ_c) mediante la relación de esfuerzo y la rapidez de corte de la Ecuación A.1.
4. Comparar la viscosidad calculada (μ_c) con la viscosidad del fluido que se desplazó (μ_o):
 - Sí $(\mu_c - \mu_o) \times 100/\mu_o < 10\%$ se finaliza el proceso.
 - Sí $\mu_c < \mu_o$ entonces tomar un valor de $n_c = n_c + \frac{n_c}{2}$ y repetir el paso 3 en adelante.
 - Sí $\mu_c > \mu_o$ entonces tomar un valor de $n_c = n_c - \frac{n_c}{2}$ y repetir el paso 3 en adelante.

A.1.2 Aplicación del Ajuste del Número de Canales.

Considerando los datos obtenidos mediante mediciones en laboratorio:

Tabla A.1 Datos medidos en laboratorio

Viscosidad del agua (μ_a)	1.06	cP	= 0.00106	Pa·s
Viscosidad del n-decano ($\mu_{n-decano}$)	0.95	cP	= 0.00095	Pa·s
Área (A)	7.06	cm ²	= 0.000706	m ²
Longitud (L)	25	cm	= 0.25	m
Volumen poroso para PPG=3.95 mm ³ (Vp)	7.75	mL	= 7.75	cm ³
Volumen poroso para PPG=0.43 mm ³ (Vp)	27.0	mL	= 27.0	cm ³

Cuyos resultados para el radio inicial son los siguientes:

Tabla A.2 Datos para el cálculo de radio inicial

	PPG = 3.95 mm ³		PPG = 0.43 mm ³	
	n-decano	Agua	n-decano	Agua
Flujo volumétrico (mL/min)	0.20		0.20	
Flujo volumétrico (mL/s)	0.0033		0.0033	
ΔP (psi)	1.39	1.77	2.30	4.00
r inicial (cm)	1.20E-02	1.17E-02	1.06E-02	9.50E-03

A.1.3 Ajuste del número de canales en las PPG de 3.95 mm³.

A.1.3.1 Ajuste del número de canales en las PPG de 3.95 mm³ con desplazamiento de n-decano.

A continuación, en las tablas se presenta los datos obtenidos al desplazar n-decano a diferentes gastos a través de las PPG de 3.95 mm³ y su ajuste con la variación en el número de canales.

Tabla A.3 Datos originales obtenidos en las pruebas con el desplazamiento de n-decano en las PPG de 3.95 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	1.39	9,583.72	2,429.84	2.31	9.50E-04	0.95	1.20E-02	1.00	9.13E-14
0.40	6.67E-03	6.67E-03	1.73	11,927.93	4,859.68	2.87	5.91E-04	0.59	1.20E-02	1.00	3.78E+01
0.60	1.00E-02	1.00E-02	2.06	14,203.21	7,289.52	3.42	4.69E-04	0.47	1.20E-02	1.00	5.06E+01
0.80	1.33E-02	1.33E-02	2.37	16,340.58	9,719.36	3.94	4.05E-04	0.40	1.20E-02	1.00	5.74E+01
1.00	1.67E-02	1.67E-02	2.54	17,512.69	12,149.19	4.22	3.47E-04	0.35	1.20E-02	1.00	6.35E+01
2.00	3.33E-02	3.33E-02	3.33	22,959.55	24,298.39	5.53	2.28E-04	0.23	1.20E-02	1.00	7.60E+01
3.00	5.00E-02	5.00E-02	3.80	26,200.09	36,447.58	6.31	1.73E-04	0.17	1.20E-02	1.00	8.18E+01

Tabla A.4 Ajuste de datos originales con variación en el número de canales en el desplazamiento de n-decano en las PPG de 3.95 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	1.39	9,583.72	2,429.84	2.31	9.50E-04	0.95	1.20E-02	1.00	9.13E-14
0.40	6.67E-03	4.15E-03	1.73	11,927.93	3,024.19	2.87	9.50E-04	0.95	1.20E-02	1.61	3.42E-14
0.60	1.00E-02	4.94E-03	2.06	14,203.21	3,601.05	3.42	9.50E-04	0.95	1.20E-02	2.02	7.94E-05
0.80	1.33E-02	5.68E-03	2.37	16,340.58	4,142.96	3.94	9.50E-04	0.95	1.20E-02	2.35	1.14E-14
1.00	1.67E-02	6.09E-03	2.54	17,512.69	4,440.14	4.22	9.50E-04	0.95	1.20E-02	2.74	2.28E-14
2.00	3.33E-02	7.99E-03	3.33	22,959.55	5,821.12	5.53	9.50E-04	0.95	1.20E-02	4.17	1.14E-14
3.00	5.00E-02	9.11E-03	3.80	26,200.09	6,642.72	6.31	9.50E-04	0.95	1.20E-02	5.49	1.14E-14

A.1.3.2 Ajuste del número de canales en las PPG de 3.95 mm³ con desplazamiento de agua.

A continuación, en las tablas se presenta los datos obtenidos al desplazar agua a diferentes gastos a través de las PPG de 3.95 mm³ y su ajuste con la variación en el número de canales.

Tabla A.5 Datos originales obtenidos en las pruebas con el desplazamiento de agua en las PPG de 3.95 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	1.77	12,203.73	2,682.93	2.84	1.06E-03	1.06	1.17E-02	1.00	2.05E-14
0.40	6.67E-03	6.67E-03	2.39	16,478.48	5,365.86	3.84	7.16E-04	0.72	1.17E-02	1.00	3.25E+01
0.60	1.00E-02	1.00E-02	3.01	20,753.23	8,048.80	4.84	6.01E-04	0.60	1.17E-02	1.00	4.33E+01
0.80	1.33E-02	1.33E-02	3.45	23,786.92	10,731.73	5.54	5.17E-04	0.52	1.17E-02	1.00	5.13E+01
1.00	1.67E-02	1.67E-02	3.81	26,269.04	13,414.66	6.12	4.56E-04	0.46	1.17E-02	1.00	5.69E+01
2.00	3.33E-02	3.33E-02	5.17	35,645.91	26,829.32	8.31	3.10E-04	0.31	1.17E-02	1.00	7.08E+01
3.00	5.00E-02	5.00E-02	6.00	41,375.45	40,243.98	9.64	2.40E-04	0.24	1.17E-02	1.00	7.74E+01

Tabla A.6 Ajuste de datos originales con variación en el número de canales en el desplazamiento de agua en las PPG de 3.95 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	1.77	12,203.73	2,682.93	2.84	1.06E-03	1.06	1.17E-02	1.00	2.05E-14
0.40	6.67E-03	4.50E-03	2.39	16,478.48	3,622.71	3.84	1.06E-03	1.06	1.17E-02	1.48	6.75E-05
0.60	1.00E-02	5.67E-03	3.01	20,753.23	4,562.50	4.84	1.06E-03	1.06	1.17E-02	1.76	0.00E+00
0.80	1.33E-02	6.50E-03	3.45	23,786.92	5,229.44	5.54	1.06E-03	1.06	1.17E-02	2.05	0.00E+00
1.00	1.67E-02	7.18E-03	3.81	26,269.04	5,775.12	6.12	1.06E-03	1.06	1.17E-02	2.32	0.00E+00
2.00	3.33E-02	9.74E-03	5.17	35,645.91	7,836.59	8.31	1.06E-03	1.06	1.17E-02	3.42	2.05E-14
3.00	5.00E-02	1.13E-02	6.00	41,375.45	9,096.20	9.64	1.06E-03	1.06	1.17E-02	4.42	0.00E+00

A.1.4 Ajuste del número de canales en las PPG de 0.43 mm³.

A.1.4.1 Ajuste del número de canales en las PPG de 0.43 mm³ con desplazamiento de n-decano.

A continuación, en las tablas se presenta los datos obtenidos al desplazar n-decano a diferentes gastos a través de las PPG de 0.43 mm³ y su ajuste con la variación de canales.

Tabla A.7 Datos originales obtenidos en las pruebas con el desplazamiento de n-decano en las PPG de 0.43 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	2.30	15,857.95	3,544.97	3.37	9.50E-04	0.95	1.06E-02	1.00	1.17E-14
0.40	6.67E-03	6.67E-03	3.14	21,649.55	7,089.93	4.60	6.48E-04	0.65	1.06E-02	1.00	3.17E+01
0.60	1.00E-02	1.00E-02	3.90	26,896.46	10,634.90	5.71	5.37E-04	0.54	1.06E-02	1.00	4.35E+01
0.80	1.33E-02	1.33E-02	4.45	30,681.68	14,179.87	6.52	4.60E-04	0.46	1.06E-02	1.00	5.16E+01
1.00	1.67E-02	1.67E-02	4.97	34,266.96	17,724.84	7.28	4.11E-04	0.41	1.06E-02	1.00	5.68E+01
2.00	3.33E-02	3.33E-02	7.18	49,504.38	35,449.67	10.51	2.97E-04	0.30	1.06E-02	1.00	6.88E+01
3.00	5.00E-02	5.00E-02	9.47	65,293.38	53,174.51	13.87	2.61E-04	0.26	1.06E-02	1.00	7.26E+01

Tabla A.8 Ajuste de datos originales con variación en el número de canales en el desplazamiento de n-decano en las PPG de 0.43 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	2.30	15,857.95	3,544.97	3.37	9.50E-04	0.95	1.06E-02	1.00	1.17E-14
0.40	6.67E-03	4.55E-03	3.14	21,649.55	4,839.65	4.60	9.50E-04	0.95	1.06E-02	1.46	1.17E-14
0.60	1.00E-02	5.65E-03	3.90	26,896.46	6,012.57	5.71	9.50E-04	0.95	1.06E-02	1.77	1.17E-14
0.80	1.33E-02	6.45E-03	4.45	30,681.68	6,858.74	6.52	9.50E-04	0.95	1.06E-02	2.07	4.84E-05
1.00	1.67E-02	7.20E-03	4.97	34,266.96	7,660.21	7.28	9.50E-04	0.95	1.06E-02	2.31	1.17E-14
2.00	3.33E-02	1.04E-02	7.18	49,504.38	11,066.46	10.51	9.50E-04	0.95	1.06E-02	3.20	1.17E-14
3.00	5.00E-02	1.37E-02	9.47	65,293.38	14,596.01	13.87	9.50E-04	0.95	1.06E-02	3.64	2.74E-05

A.1.4.2 Ajuste del número de canales en las PPG de 0.43 mm³ con desplazamiento de agua.

A continuación, en las tables se presenta los datos obtenidos al desplazar agua a diferentes gastos a través de las PPG de 0.43 mm³ y su ajuste con la variación de canales.

Tabla A.9 Datos originales obtenidos en las pruebas con el desplazamiento de agua en las PPG de 0.43 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	4.00	27,579.04	4,945.10	5.24	1.06E-03	1.06	9.50E-03	1.00	1.68E-13
0.40	6.67E-03	6.67E-03	8.00	55,158.08	9,890.19	10.48	1.06E-03	1.06	9.50E-03	1.00	1.68E-13
0.60	1.00E-02	1.00E-02	18.11	124,864.10	14,835.29	23.73	1.60E-03	1.60	9.50E-03	1.00	5.09E+01
0.80	1.33E-02	1.33E-02	32.22	222,149.17	19,780.38	42.22	2.13E-03	2.13	9.50E-03	1.00	1.01E+02
1.00	1.67E-02	1.67E-02	55.24	380,866.54	24,725.48	72.39	2.93E-03	2.93	9.50E-03	1.00	1.76E+02

Tabla A.10 Ajuste de datos originales con variación en el número de canales en el desplazamiento de agua en las PPG de 0.43 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	4.00	27,579.04	4,945.10	5.24	1.06E-03	1.06	9.50E-03	1.00	1.68E-13
0.40	6.67E-03	6.67E-03	8.00	55,158.08	9,890.19	10.48	1.06E-03	1.06	9.50E-03	1.00	1.68E-13
0.60	1.00E-02	1.51E-02	18.11	124,864.10	22,388.95	23.73	1.06E-03	1.06	9.50E-03	0.66	1.51E-04
0.80	1.33E-02	2.69E-02	32.22	222,149.17	39,832.74	42.22	1.06E-03	1.06	9.50E-03	0.50	0.00E+00
1.00	1.67E-02	4.60E-02	55.24	380,866.54	68,291.96	72.39	1.06E-03	1.06	9.50E-03	0.36	2.76E-04

A.2 Ajuste con la Variación del Tamaño de Radio

1. Calcular el radio inicial de canal con la siguiente ecuación:

$$r = \sqrt[4]{\frac{Q8\mu L}{\pi\Delta P}}$$

2. Calcular τ y γ con un valor de n_c aleatorio con la Ecuación A.2 y Ecuación A.6 respectivamente.
3. Calcular la viscosidad (μ_c) mediante la relación entre esfuerzo y la rapidez de corte de la Ecuación A.1.
4. Comparar la viscosidad calculada (μ_c) con la viscosidad del fluido que se desplazó (μ_o):

- Sí $(\mu_c - \mu_o) \times 100/\mu_o < 10\%$ se finaliza el proceso.
- Sí $\mu_c < \mu_o$ entonces tomar un valor de $n_c = n_c + \frac{n_c}{2}$ y repetir el paso 3.
- Sí $\mu_c > \mu_o$ entonces tomar un valor de $n_c = n_c - \frac{n_c}{2}$ y repetir el paso 3.

Para calcular el r de gastos mayores se realiza lo siguiente:

5. Calcular τ y γ con un valor de r aleatorio, con el valor de n_c determinado anteriormente el con la Ecuación A.2 y Ecuación A.6 respectivamente.
6. Calcular la viscosidad (μ_c) mediante la relación entre esfuerzo y rapidez de corte de la Ecuación A.1.
7. Comparar la viscosidad calculada con la viscosidad original:
 - Sí $\mu_c - \mu_o < 11 \times 10^{-3}$, se finaliza el proceso.
 - Sí $\mu_c < \mu_o$ entonces tomar un valor de $r = r + \frac{r}{2}$ y repetir el paso 5 en adelante.
 - Sí $\mu_c > \mu_o$ entonces tomar un valor de $r = r - \frac{r}{2}$ y repetir el paso 5 en adelante.

A.2.2 Aplicación del Ajuste con la Variación del Tamaño de Radio

A.2.3 Ajuste con la Variación del Tamaño de Radio en las PPG de 3.95 mm³.

A.2.3.1 Ajuste con la Variación del Tamaño de Radio de 3.95 mm³ con desplazamiento de n-decano.

A continuación, en las tablas se presenta los datos obtenidos al desplazar n-decano a diferentes gastos a través de las PPG de 3.95 mm³ y su ajuste en el tamaño de radio.

Tabla A.11 Ajuste de datos originales con variación de tamaño de radio en el desplazamiento de n-decano en las PPG de 3.95 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	1.39	9,583.72	2,429.84	2.31	9.50E-04	0.95	1.20E-02	1.00	9.13E-14
0.40	6.67E-03	6.67E-03	1.73	11,927.93	3,404.93	3.23	9.50E-04	0.95	1.36E-02	1.00	9.54E-06
0.60	1.00E-02	1.00E-02	2.06	14,203.21	4,295.34	4.08	9.50E-04	0.95	1.44E-02	1.00	4.45E-06
0.80	1.33E-02	1.33E-02	2.37	16,340.58	5,127.35	4.87	9.50E-04	0.95	1.49E-02	1.00	1.04E-07
1.00	1.67E-02	1.67E-02	2.54	17,512.69	5,710.63	5.43	9.50E-04	0.95	1.55E-02	1.00	3.90E-07
2.00	3.33E-02	3.33E-02	3.33	22,959.55	8,320.50	7.90	9.50E-04	0.95	1.72E-02	1.00	5.55E-06
3.00	5.00E-02	5.00E-02	3.80	26,200.09	10,166.73	9.66	9.50E-04	0.95	1.84E-02	1.00	3.42E-06

A.2.3.2 Ajuste con la Variación del Tamaño de Radio de 3.95 mm³ con desplazamiento de agua.

A continuación, en las tablas se presenta los datos obtenidos al desplazar agua a diferentes gastos a través de las PPG de 3.95 mm³ y su ajuste con el tamaño de radio.

Tabla A.12 Ajuste de datos originales con variación de tamaño de radio en el desplazamiento de agua en las PPG de 3.95 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	1.77	12,203.73	2,682.93	2.84	1.06E-03	1.06	1.17E-02	1.00	2.05E-14
0.40	6.67E-03	6.67E-03	2.39	16,478.48	3,996.55	4.24	1.06E-03	1.06	1.29E-02	1.00	2.69E-05
0.60	1.00E-02	1.00E-02	3.01	20,753.23	5,258.17	5.57	1.06E-03	1.06	1.34E-02	1.00	3.14E-05
0.80	1.33E-02	1.33E-02	3.45	23,786.92	6,259.06	6.63	1.06E-03	1.06	1.39E-02	1.00	3.86E-05
1.00	1.67E-02	1.67E-02	3.81	26,269.04	7,129.61	7.56	1.06E-03	1.06	1.44E-02	1.00	2.14E-05
2.00	3.33E-02	3.33E-02	5.17	35,645.91	10,659.77	11.30	1.06E-03	1.06	1.58E-02	1.00	2.64E-05
3.00	5.00E-02	5.00E-02	6.00	41,375.45	13,192.29	13.98	1.06E-03	1.06	1.69E-02	1.00	4.95E-06

A.2.4.1 Ajuste con la Variación del Tamaño de Radio de 0.43 mm³ con desplazamiento de n-decano

A continuación, en las tablas se presenta los datos obtenidos al desplazar n-decano a diferentes gastos a través de las PPG de 0.43 mm³ y su ajuste el tamaño de radio.

Tabla A.13 Ajuste de datos originales con variación de tamaño de radio en el desplazamiento de n-decano en las PPG de 0.43 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	2.30	15,857.95	3,544.97	3.37	9.50E-04	0.95	1.06E-02	1.00	3.51E-13
0.40	6.67E-03	6.67E-03	3.14	21,649.55	5,324.40	5.06	9.50E-04	0.95	1.17E-02	1.00	2.98E-05
0.60	1.00E-02	1.00E-02	3.90	26,896.46	6,933.92	6.59	9.50E-04	0.95	1.22E-02	1.00	2.55E-05
0.80	1.33E-02	1.33E-02	4.45	30,681.68	8,224.35	7.81	9.50E-04	0.95	1.27E-02	1.00	5.44E-05
1.00	1.67E-02	1.67E-02	4.97	34,266.96	9,447.70	8.98	9.50E-04	0.95	1.31E-02	1.00	2.08E-05
2.00	3.33E-02	3.33E-02	7.18	49,504.38	14,805.04	14.06	9.50E-04	0.95	1.42E-02	1.00	3.36E-05
3.00	5.00E-02	5.00E-02	9.47	65,293.38	20,165.17	19.16	9.50E-04	0.95	1.47E-02	1.00	3.35E-05

A.2.4.2 Ajuste con la Variación del Tamaño de Radio de 0.43 mm³ con desplazamiento de agua

A continuación, en las tablas se presenta los datos obtenidos al desplazar agua a diferentes gastos a través de las PPG de 0.43 mm³ y su ajuste el tamaño de radio.

Tabla A.14 Ajuste de datos originales con variación de tamaño de radio en el desplazamiento de agua en las PPG de 0.43 mm³

Flujo volumétrico (ml/min)	Flujo volumétrico (ml/s)	Flujo unitario (cm ³ /s)	Δp (Psi)	Δp (Pa)	Rapidez de corte (1/s) γ	Esfuerzo de corte (Pa) τ	Viscosidad (Pa*s)	Viscosidad (cP)	Radio (cm)	Núm. de canales	Error
0.20	3.33E-03	3.33E-03	4.00	27,579.04	4,945.10	5.24	1.06E-03	1.06	9.50E-03	1.00	1.68E-13
0.40	6.67E-03	6.67E-03	8.00	55,158.08	9,890.19	10.48	1.06E-03	1.06	9.50E-03	1.00	5.70E-05
0.60	1.00E-02	1.00E-02	18.11	124,864.10	20,199.90	21.41	1.06E-03	1.06	8.57E-03	1.00	9.96E-05
0.80	1.33E-02	1.33E-02	32.22	222,149.17	33,437.92	35.44	1.06E-03	1.06	7.98E-03	1.00	1.17E-04
1.00	1.67E-02	1.67E-02	55.24	380,866.54	52,973.97	56.15	1.06E-03	1.06	7.37E-03	1.00	3.89E-05

Fuentes de información:

- Clark N., et al. (1960). *Elements of Petroleum Reservoirs*.
- Akbar M et. al. (2001). *Evaluación de yacimientos carbonatados*. Schlumberger.
- Alamilla-Carrillo. (2012). Clasificación de los Yacimientos en México: Un Nuevo Enfoque.
- Amyx J. et al. (1960). *Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties*.
- Anderson W.G. (1986). “*Wettability Literature Survey—Part 2: Wettability Measurement*”.
- Aydin A. (2000). *Fractures, faults, and hydrocarbon entrapment, migration and flow*. Stanford, E. U.: Elsevier Marine and Petroleum Geology.
- Azari et al. (1996). *Review of Reservoir Engineering Aspects of Conformance Control Technology*. Texas, E.U.: SPE-35171.
- Bai B. et al. (2013). *Field and Lab Experience with a Successful Preformed Particle Gel Conformance Control Technology*. SPE 164511.
- Bai et al. (2007). *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*.
- Bai et al. (2009). *Preformed Particle Gel For Conformance Control, Annual Report*. Missouri E. U.
- Bai et al. (2013). Field and Lab Experience with a Successful Preformed Particle Gel Conformance Control Technology. *SPE 164511*.
- Baojun Bai, L. L. (s.f.). *Preformed Particle Gel for Conformance Control: Factor Affecting Its Properties and Applications*. SPE-89389-PA.
- BP Statical Review of Worl Energy. (2019). *BP Statical Review of Worl Energy*.
- BP Statistical Review of World Energy. (2020).
- Bratton T. el at. (2006). “La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados”.
- Choquette P. et al. (1970). *Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates*.
- Dal Ferro B. et al. (2007). *Global Onshore and Offshore Water Production*.
- Durán-Valencia et al., C. (2014). Development of enhanced nanocomposite preformed particle gels for conformance control in high-temperature and high-salinity oil reservoirs.
- Freeman Hill, Steve Monroe, and Reshmy Mohanan. (20-22 March 2012). Water Management-An Increasing Trend in the Oil and Gas Industry.
- G. Mendoza-Romero. (2011). “*Caracterización Estática y Dinámica de Yacimientos*. Cd. de México: México: Notas de Clase, enero-junio,.
- Gómez-Sandoval A. (2016). *Estudio Experimental de las Permeabilidades Efectivas al Agua y Aceite que presentan las Particulas de Gel Preformadas (PPG)*. Cd. de México.
- Goudarzi et al. (2013). Water Management in Mature Oil Fields using Preformed Particle Gels. *SPE-165356*.

- Graue A. et al. (1999). *Wettability Effects on Oil Recovery Mechanisms in Fractured Reservoirs*. SPE 56672.
- Humberto F. (2012). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Imaqam et al. (2015). Development of a Mechanistic Numerical Simulator for Performed Particle Gel Applications in Non-Crossflow Heterogeneous Reservoir. *SPE-175058-MS*.
- Imqam et al. (2014). Characterizations of Disproportionate Permeability Reduction of Particle Gels through Fractures. SPE-171531-MS.
- Imqam et al. (2015). Development of a Mechanistic Numerical Simulator for Performed Particle Gel Applications in Non-Crossflow Heterogeneous Reservoir. *SPE-175058-MS*.
- Iraima F. (1999). *Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la industria petrolera*. Venezuela.
- Jain et al. (2020). Waterflood Conformance Improvement Method in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs with Gel Injection. *IPTC-20275-MS*.
- Mendoza-Romero, G. B.-A.-G. (2011.). “*Tecnología IFV: Sistema Avanzado de Análisis e Interpretación Petrofísica y Plataforma de Graficación, Usando Datos de Laboratorio y/o Registros Geofísicos*”. México: Propiedad Intelectual de Consultoría y Gestoría Petrofísica.
- Mendoza-Romero, G. (enero-junio, 2015). “*Caracterización Estática y Dinámica de Yacimientos Fracturados Vúlgares*”. Cd. de México, México: Notas de Clase.
- Murray R. C. (1960). *Origin of Porosity in Carbonate Rocks*.
- Naemm R. (2017). *Screening guidelines and data analysis for the application of in-situ polymer gels for injections well conformance improvement*.
- Nelson R.A. (2001). “*Evaluating Fractured Reservoirs: Introduction*,” *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Massachusetts.
- Padilla Sixto R., T. P. (2013). *Revista, Ingeniería petrolera, “Evaluación de yacimientos naturalmente fracturados y retos por resolver”*. México.
- Pérez-Rosales C. et al., (1982). *On the Relationship Between Formation Resistivity Factor and Porosity*.
- Rapier R., 2018. (s.f.). *Oil Company Spending And Oil Reserves Are On The Rise*. Forbes.
- Rodriguez R. (1980). *Apuntes de Principios de mecánica de Yacimientos*. Cd. de México.
- SENER. (s.f.). *Sistema de información Energética SENER*, <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>.
- Tang, H. (2007). *Preformed particle gel for conformance control in an oil reservoir*. Estados Unidos : Patent Application Publication.

- The Interstate Oil and Gas Compact Commission. (2016). *Marginal Wells: Fuel for economic growth*. Oklahoma, E. U.
- U.S. Environmental Protection Agency. (2019). *Study of Oil and Gas Extraction Wstewater Management Under the Clean Water Act*. Washington, DC.
- Valadyne Engineering. (s.f.). *VeValadyne Engineering*. Obtenido de <https://www.validyne.com/>
- Vissapragada, M. (2001). *Evaluación de yacimientos carbonatados*. Schlumberger.
- Vissapragada, M. A. (2001). *Evaluación de yacimientos carbonatados*. Schlumberger.
- Zhou K. et al. (2018). *Study on Flow Diversion Caused by Deformable Preformed Particle Gel*. Dubai, E.A.U.: SPE-192965-MS.