



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estudio Experimental de las
Permeabilidades Efectivas del Agua y
el Aceite que Presenta el Gel de
Partículas Preformadas (PPG) para el
Control de agua**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Angel Emmanuel Gómez
Sandoval

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Simón López Ramírez





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.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por haberme permitido vivir esta experiencia.

Agradezco a mis padres María Sandoval Reyes y Basilides Gómez Vázquez por el amor, apoyo, comprensión y sobretodo sabias palabras que siempre me han dicho, también a mis hermanas

Verónica y María Guadalupe que siempre han sido un faro que ilumina mi mente en momentos difíciles.

Doy gracias a la familia Sandoval Martínez por haberme dejado formar parte de su hogar además de todo el apoyo que me brindaron, de igual forma quiero agradecer a mis tías Angelica Sandoval Reyes y Teresa Sandoval Reyes y a las familias Martínez Sandoval y García Sandoval por su ayuda incondicional.

A mi Director de Tesis: M. en I. Víctor Matías Pérez, por su apoyo en la realización de este trabajo, por sus palabras, paciencia y tiempo. Muchas gracias, que Dios lo proteja siempre.

Al Dr. Simón López Ramírez por su apoyo para la realización de esta Tesis.

A los "Panditas" (Iván, Rafael, Monse y Ale), el grupo 1029 y todos aquellos amigos por su compañía, todas las cosas que me enseñaron y grandes experiencias vividas, les deseo lo mejor de la vida.

A todos los que conforman el laboratorio 106, por la paciencia y el apoyo recibido.

Un especial agradecimiento a mis sinodales: Fís. Gustavo Mendoza Romero, Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera, Ing. Oswaldo David López Hernández, y el Ing. Gustavo Enrique Prado Morales que me brindaron el tiempo y esfuerzo para poder llevar a buen puerto este trabajo.

Índice

Glosario.....	<i>i</i>
Lista de figuras.....	<i>v</i>
Lista de tablas	<i>viii</i>
Objetivo.....	<i>ix</i>
Justificación.	<i>ix</i>
Resumen	<i>x</i>
Introducción.....	<i>xi</i>
Capítulo 1 Conceptos Básicos.....	<i>13</i>
1.1 Conceptos aplicados a la ingeniería de yacimientos.	<i>13</i>
1.1.1. Yacimiento	<i>13</i>
1.1.2. Acuífero	<i>13</i>
1.1.3. Esfuerzo	<i>14</i>
1.1.4. Fractura	<i>15</i>
1.1.5. Porosidad	<i>22</i>
1.1.6. Índice de saturación de fluidos (Sf):	<i>24</i>
1.1.7. Movilidad	<i>25</i>
1.1.8. Relación de Movilidad.....	<i>26</i>
1.1.9. Compresibilidad de la formación (Cf).....	<i>26</i>
1.1.10. Compresibilidad del aceite (Co).....	<i>27</i>
1.1.11. Permeabilidad k:	<i>27</i>
1.1.12. Viscosidad (μ):	<i>29</i>
1.1.13. Mojabilidad	<i>31</i>
1.1.14. Densidad (ρ)	<i>32</i>
1.1.15. Densidad relativa (γ):	<i>32</i>
1.1.16. Factor de Recuperación (FR):.....	<i>33</i>
1.1.17. Velocidad Superficial (V_s):.....	<i>34</i>

1.2 Conceptos aplicados al PPG.....	34
1.2.1 Polímero	34
1.2.2 Gel.....	34
1.2.3 Entrecruzante.....	35
1.2.4 Corte de agua (<i>FW</i>).....	35
1.2.5 Capacidad de hinchamiento (<i>SW</i>)	36
1.2.6 Presión Umbral (<i>Pt</i>).....	36
1.2.7 Viscosidad aparente (μ_{app}).....	36
1.2.8 Módulo de Young o Coeficiente de Elasticidad (<i>E</i>)	36
1.2.9 Inyectividad	37
1.2.10 Factor de resistencia (<i>Fr</i>)	37
1.2.11 Relación de apertura de partícula	37
1.2.12 Hydrolyzed Polyacrylamide (HPAM)	37
1.2.13 Eficiencia de Barrido	37
1.3 Reología.....	38
1.3.1 Fluidos Viscoelásticos.....	39
1.3.2 Comportamiento dependiente del tiempo.....	40
1.3.3 Comportamiento independiente del tiempo.....	40
1.3.3.1 Ley de Potencias	41
1.3.3.2 Plástico ideal.....	42
1.3.3.3 Herschel Bulkley.....	42
1.4 Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados.....	43
1.5 Tipos de recuperación.....	45
1.5.1 Recuperación primaria.....	45
1.5.2 Recuperación Secundaria.....	45
1.5.3 Recuperación Mejorada.....	46
1.5.4 Diferencia entre IOR Y EOR.....	47
 Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado.....	 49
2.1 Métodos para reducción de la producción de agua.....	49

2.1	Gel como proceso de recuperación mejorada en medios fracturados.	50
2.2	Características del gel de partículas preformado (Preformed Particle Gel) (PPG)	51
2.3	Trabajos de laboratorio y aplicaciones de campo.	58
2.3.1	Aplicaciones de PPG para el control de agua en el yacimiento con condiciones de alta salinidad y temperatura.	62
2.3.2	Aplicación en yacimientos con capas gruesas de arenisca.	63
2.3.3	Aplicación en Yacimientos con severa producción de arena.	64
2.3.4	Aplicación en Áreas de inundación de polímeros.	66
2.3.6	Recuperación de aceite a nivel laboratorio.	69
Capítulo 3 Desarrollo experimental		75
3.1	Equipo y material.	75
3.1.1	Características del PPG.	76
3.1.2	Características del aceite.	77
3.1.3	Características del agua tipo II.	79
3.1.4	Celda	80
3.1.5	Medidor de presión.	82
3.1.6	Bomba	83
3.1.7	Contenedores de fluidos experimentales.	83
3.1.8	Tubing de alta presión.	85
3.1.9	Equipo de cómputo.	85
3.2	Metodología experimental.	86
3.3	Medición de hinchamiento en peso y longitud de PPG.	88
Capítulo 4 Resultados		91
4.1	Pruebas a altos gastos de agua.	91
4.2	Pruebas a bajos gastos de agua.	96
4.3	Comparando diferentes gasto de agua.	101
4.4	Pruebas a bajo gasto de aceite	105

4.5 Obtención de permeabilidades efectivas	107
<i>Capítulo 5 Conclusiones y recomendaciones.</i>	112
<i>Fuentes de información.....</i>	114

Glosario.

Simbolo = Significado.

$V_p =$ Volumen poroso

$V_t =$ Volumen total

$V_w =$ Volumen de agua.

$V_f =$ Volumen de fluido.

$\phi =$ Porosidad.

$\phi_p =$ Porosidad primaria.

$\phi_e =$ Porosidad efectiva.

$\phi_a =$ Porosidad absoluta.

$\phi_{ne} =$ Porosidad no efectiva.

$\phi_s =$ Porosidad secundar

$\phi_f =$ Porosidad de flujo.

$\phi_s =$ Porosidad de entrampamiento.

$S_f =$ ndice de saturaci n de fluido

$S_o =$ ndice de saturaci n de aceite.

$S_g =$ ndice de saturaci n de gas.

$S_w =$ ndice de saturaci n de agua.

$S_{socr} =$ ndice de saturaci3n de aceite cr3tica .

$S_{or} =$ ndice de saturaci3n de aceite residual .

S_{om} = ndice de saturación de aceite móvil .

S_{gcr} = ndice de saturación de gas crítica .

S_{swcr} = ndice de saturación de agua crítica .

S_{wc} = ndice de saturación de agua connata o congénita .

S_{wi} = ndice de saturación de agua irreductible .

C_f = Compresibilidad de la formaci n.

C_o = Compresibilidad del aceite.

B_o = Factor volumen de aceite.

P = Presión

T = Temperatura

μ = Viscosidad

μ_{app} = Viscosidad aparente.

L = Longitud

A = rea

k = Permeabilidad.

k_a = Permeabilidad absoluta.

k_r = Permeabilidad relativa.

k_e = Permeabilidad efectiva.

ρ = Densidad

γ = Densidad relativa.

n = Numero de moles.

$R =$ Constante de los gases.

$Z =$ Factor de compresibilidad.

$v =$ velocidad

$h =$ Movilidad

$m =$ Masa

$M =$ Masa en moles del componente.

$R =$ Constante universal de los gases.

$Z =$ Factor de compresibilidad.

$FR =$ Factor de recuperación

$V_s =$ Velocidad superficial ($\frac{cm}{s}$)

$N_p =$ Volumen de aceite producido.

$N =$ Volumen de aceite total.

$M_{d,o} =$ Movilidad

$\sigma =$ Esfuerzo.

$F =$ Fuerza.

$q =$ Gasto

$F_W =$ Corte de agua.

$SW =$ Capacidad de hinchamiento

$P_t =$ Presión umbral.

$E =$ Módulo de Young.

$F_r =$ Factor de resistencia.

G = Módulo elástico o módulo de almacenamiento.

G'' = Módulo de pérdida o módulo viscoso.

$\left(\frac{k}{-}\right)_{\text{salmuera}}$ = Movilidad de la salmuera antes de

$(k/)_{\text{gel}}$ = Movilidad del PPG durante el

τ = Esfuerzo cortante.

τ_0 = L mite de esfuerzo.

k = factor de consistencia.

y' = velocidad de corte.

n = índice de flujo.

t = Toneladas

Bls = Barriles

Unidades.

$1t = 7.3421 bls$

$1 \frac{ml}{min} = 0.009 \frac{bl}{da}$

Lista de figuras

FIG. 1.1 ESQUEMA QUE MUESTRA LAS RELACIONES GEOMÉTRICAS ENTRE EL VECTOR DE TRACCIÓN Y UN PLANO DE FALLA. [1]	14
FIG. 1.2 ESFUERZOS PRINCIPALES EN UNA ROCA. [2].	15
FIG. 1.3 SISTEMA DE FRACTURAS ASOCIADO A UN FALLAMIENTO LATERAL. MATTEUER (1976)	16
FIG. 1.4 . PLANOS DE FRACTURAS POTENCIALES DESARROLLADOS EN PRUEBAS DE COMPRESIÓN EN LABORATORIO. [2].....	17
FIG. 1.5 SISTEMA DE CLASIFICACIÓN DE FRACTURAS UTILIZADO EN LA CUENCA DE CUU LONG. [2]	19
FIG. 1.6 EJEMPLOS DE CARBONES CANADIENSES EN IMÁGENES FMI Y AFLORAMIENTOS [2].....	20
FIG. 1.7 PROBABLES FRACTURAS DE CIZALLA CONJUGADAS DE TRINIDAD. [2]	21
FIG. 1.8 FRACTURA REGIONAL EN ARENAS DEL JURASICO NAVAJO, LAGO POWELL, DEL SUROESTE DE UTAH. [2].....	22
FIG. 1.9 TIPOS DE POROSIDAD EN UNA ROCA [7]	24
FIG. 1.10 CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA	29
FIG. 1.11 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA. (MCCAIN 1989)	30
FIG. 1.12 VISCOSIDAD DEL ACEITE EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN A UNA TEMPERATURA CONSTANTE.	31
FIG. 1.13 MOJABILIDAD (AHMED, TAREK H, 1946)	31
FIG. 1.14 MODELOS REOLÓGICOS INDEPENDIENTES DEL TIEMPO (DICCIONARIO DE SCHLUMBERGER) [19].....	41
FIG. 1.15 SISTEMA DE CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (YNF) (ADAPTADO A PARTIR DE NELSON). [2].....	45
FIG. 1.16 NUEVA PROPUESTA DE CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE IOR-EOR. [8] ...	47
FIG. 2.1 PARTÍCULAS DE PPG ANTES (A) Y DESPUÉS DEL HINCHAMIENTO (B).[22]	53
FIG. 2.2 EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN DE SAL EN LA CAPACIDAD DE HINCHAMIENTO DEL PPG.[23].....	55

FIG. 2.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA CAPACIDAD DE HINCHAMIENTO DEL PPG. [23].....	56
FIG. 2.4 CURVAS DE PRODUCCIÓN DE 24 POZOS CONECTADOS [21].....	61
FIG. 2.5 CURVA DE PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO DE PPG. [22] ..	62
FIG. 2.6 COMPARACIÓN DE CORTE DE AGUA DEL POZO B24-3 ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO DE PPG.	65
FIG. 2.7 COMPARACIÓN DE CORTE DE AGUA DEL POZO B24-10 ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO DE PPG.	66
FIG. 2.8 COMPARACIÓN DE CAÍDA DE PRESIÓN EN EL POZO 4-P163 ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO DE PPG. [21].....	67
FIG. 2.9 CURVAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES EN UN TRATAMIENTO A 4 POZOS [21]	68
FIG. 2.10 ACEITE TOTAL RECUPERADO CON CONTRASTE DE PERMEABILIDAD DE 44. [20]	70
FIG. 2.11 CORTE DE AGUA PARA UN CONTRASTE DE PERMEABILIDAD DE 44 [20]	70
FIG. 2.12 ACEITE TOTAL RECUPERADO CON CONTRASTE DE PERMEABILIDAD DE 20. [20]	71
FIG. 2.13 CORTE DE AGUA PARA UN CONTRASTE DE PERMEABILIDAD DE 20 [20]	72
FIG. 2.14 ACEITE TOTAL RECUPERADO CON CONTRASTE DE PERMEABILIDAD DE 4. [20] .	73
FIG. 2.15 CORTE DE AGUA PARA UN CONTRASTE DE PERMEABILIDAD DE 4 [20]	73
FIG. 3.1 PPG HIDRATADO.....	77
FIG. 3.2 ACEITE DE BAJA VISCOSIDAD	79
FIG. 3.3 IMAGEN DE LA CELDA TRANSVERSAL PRESENTADO LA MEDD.IDA DE LONGITUD ..	81
FIG. 3.4 IMAGEN DE LA CELDA DE DISEÑO Y LA USADA EN EL EXPERIMENTO.....	81
FIG. 3.5 MEDIDOR DE PRESIÓN.	82
FIG. 3.6 BOMBA USADA EN LAS PRUEBAS	83
FIG. 3.7 IMAGEN DE DISEÑO Y USADA EN EL EXPERIMENTO DE LOS CONTENEDORES DE FLUIDOS EXPERIMENTAL.....	84
FIG. 3.8 TUBO DE ALTA PRESIÓN EXPERIMENTAL.	85
FIG. 3.9 EQUIPO DE CÓMPUTO.	86
FIG. 3.10 DISEÑO EXPERIMENTAL.....	86
FIG. 3.11 GRANO DE PPG DESHIDRATADO A LA IZQUIERDA Y GRANOS DE PPG HIDRATADO A LA DERECHA.	90

FIG. 4.1 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO EN ESCALA NORMAL	92
FIG. 4.2 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO EN ESCALA LOG-LOG	93
FIG. 4.3 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE PRUEBAS A 8 ML/MIN MOSTRANDO AJUSTE EXPONENCIAL.....	93
FIG. 4.4 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO A UN GASTO DE 2 ML/MIN EN ESCALA NORMAL.....	94
FIG. 4.5 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO A UN GASTO DE 2 ML/MIN EN ESCALA LOG-LOG.....	95
FIG. 4.6 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE PRUEBAS REALIZADAS A UN GASTO DE 2 ML/MIN CON AJUSTE EXPONENCIAL.....	95
FIG. 4.7 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE 2 PRUEBAS A 0.25 ML/MIN.....	96
FIG. 4.8 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO A UN GASTO DE 0.25 ML/MIN	97
FIG. 4.9 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE 2 PRUEBAS A UN GASTO DE 0.1 ML/MIN	98
FIG. 4.10 PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE PRUEBAS A 0.1 ML/MIN EN ESCALA LOG- LOG.....	98
FIG. 4.11 2 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE PRUEBAS A GASTO DE 0.1 ML/MIN PRESENTADO ECUACIÓN DE AJUSTE EXPONENCIAL.....	99
FIG. 4.12 COMPARACIÓN DE PRESIONES DE ESTABILIZACIÓN DE DOS PRUEBAS.....	100
FIG. 4.13 COMPARACIÓN DE PRESIONES DE ESTABILIZACIÓN DE DOS PRUEBAS EN ESCALA SEMI LOG.	100
FIG. 4.14 COMPARACIÓN DE RESULTADOS A DIFERENTES GASTOS.	101
FIG. 4.15 COMPARACIÓN DE DIFERENTES PRUEBAS A DIFERENTES GASTOS EN UNA ESCALA LOG-LOG.....	102
FIG. 4.16 COMPARACIÓN DE GASTOS CON ECUACIONES DE AJUSTE.....	103
FIG. 4.17 VARIACIÓN DE LOS EXPONENTES DE LAS PRUEBAS CON RESPECTO AL GASTO CON UN AJUSTE EXPONENCIAL.....	104
FIG. 4.18 VARIACIÓN DEL COEFICIENTE CON RESPECTO A LOS GASTOS.....	105
FIG. 4.19 EXPERIMENTO A GASTO VARIABLE DE ACEITE DE BAJA VISCOSIDAD.	106

FIG. 4.20 COMPARACIÓN ENTRE ACEITE Y AGUA.	107
FIG. 4.21 COMPARACIÓN ENTRE LOS GASTOS Y PERMEABILIDADES EFECTIVAS DEL PPG AL AGUA.	110
FIG. 4.22 COMPARACIÓN ENTRE LOS GASTOS Y PERMEABILIDADES EFECTIVAS DEL PPG AL ACEITE.	110
FIG. 4.23 COMPARACIÓN ENTRE LOS GASTOS Y PERMEABILIDADES EFECTIVAS DEL PPG AL ACEITE Y AL AGUA.	111

Lista de tablas

TABLA 1.1 FACTORES DE RECUPERACIÓN EN ACTIVOS DE MÉXICO. [8]	34
TABLA 2.1 MEDIDAS DE HINCHAMIENTO Y RESISTENCIA DEL PPG [14].....	56
TABLA 2.2 COMPARACIÓN ENTRE EL PPG Y EL GEL CONVENCIONAL. [22]	57
TABLA 2.3 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS OFFSET DE BIM- 24-4 [21]	64
TABLA 2.4 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS OFFSET DE BIM- 17 [21]	64
TABLA 2.5 RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DESPUES DE 8 MESES DEL TRATAMIENTO [21].....	65
TABLA 2.6 CONTRASTE DE PERMEABILIDAD DE 44 [20].....	69
TABLA 2.7 CONTRASTE DE PERMEABILIDAD DE 20 [20].....	71
TABLA 2.8 CONTRASTE DE PERMEABILIDAD DE 4 [20].....	72
TABLA 3.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL PPG.	76
TABLA 3.2 CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE.....	77
TABLA 3.3 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA TIPO II. (ESPECIFICACIONES SEGÚN LA BS 3978: 1987).....	80
TABLA 3.4 MEDICIONES DEL PPP PARA DETERMINAR HINCHAMIENTO.....	88
TABLA 4.1 CONVERSIÓN DE GASTO (Q (ML/MIN)) A VELOCIDAD SUPERFICIAL (Vs) Y A BARRILES POR DÍA.	91
TABLA 4.2 TABLA DE VALORES DE COEFICIENTES Y EXPONENTES DE LAS PRUEBAS A DIFERENTES GASTOS EN UN AJUSTE EXPONENCIAL.	103
TABLA 4.3 TABLA DE RESULTADOS DE LA PERMEABILIDAD DEL PPG AL ACEITE.....	108
TABLA 4.4 TABLA DE RESULTADOS DE PERMEABILIDAD DEL PPG AL AGUA.	108

Objetivo.

El presente trabajo tiene por objetivo demostrar la viabilidad de usar partículas de gel preformado (preformed particle gel, o PPG, por sus siglas en inglés) como una tecnología que permita disminuir el corte de agua y mejorar el barrido de aceite, mediante la medición de las permeabilidades relativas al agua y al aceite del PPG.

Justificación.

Hoy en día los yacimientos naturalmente fracturados son los que producen aproximadamente el 80% de los hidrocarburos en México, los cuales se definen como yacimientos heterogéneos y con fracturas super conductivas que en algunos casos permiten la aparición temprana de agua proveniente de los acuíferos que tienen asociados. Diversas tecnologías se ha desarrollado con el propósito de reducir el corte de agua, conteniendo su avance a través de barreras colocadas en las zonas de alta conductividad, una de estas tecnologías es el gel, siendo el gel de partículas preformadas (PPG) una opción viable para detener y por tanto cambiar la permeabilidad que presentan las fracturas y las zonas de alta conductividad. El PPG crea una barrera al flujo del agua y permite al mismo tiempo el paso al aceite. Por otro lado, si el PPG es capaz de contener el agua por las zonas de alta conductividad y reducir su permeabilidad más de lo que lo hace al aceite es de suponer que el agua que originalmente se movía por estas zonas ingresará a otras por donde no lo había hecho, desplazando al hidrocarburo que allí se encuentra, mejorando con ello el barrido e incrementado la recuperación de aceite, en este sentido también ayudaría a “homogeneizar” al yacimiento.

Este trabajo se ha realizado para contribuir a caracterizar experimentalmente el comportamiento del PPG ante la presencia de agua o aceite, con la finalidad de reducir el corte de agua y mejorar la producción de hidrocarburos. Para este fin se hará una medición de las permeabilidades relativas del agua y el aceite que presenta el PPG, haciendo a partir de los resultados una correlación empírica.

Este trabajo presenta una nueva forma de análisis del PPG, pues no se busca eliminar la permeabilidad de las fracturas, sino, cambiar la permeabilidad efectiva de las mismas, y así aumentar los factores de recuperación del aceite.

La información obtenida nos permitirá predecir el comportamiento del PPG ante el agua y el aceite con relación a las permeabilidades efectivas y los gastos de producción.

Resumen

El gel de partículas preformadas (Preformed Particle Gel, o PPG) es un polímero hidrófilo super absorbente, capaz de absorber agua cientos de veces su peso. Al ser un polímero permite el flujo del aceite a través de él y forma una barrera para el agua, además de que estudios hechos anteriormente demuestran que el PPG ayuda a homogeneizar los yacimientos, lo cual se traduce en reducir las zonas de alta permeabilidad contribuyendo por ende a un mejor barrido de los hidrocarburos que se encuentran localizados en la matriz de las rocas. Estas características hacen que desde sus primeras aplicaciones en China haya empezado a llamar la atención para el control de agua en los yacimientos. Además estudios demuestran que el PPG es una opción económica (Bai y col. 2007, Serigh y cols 2001) comparado con otros métodos de control de agua. Desde 1999 más de 4000 pozos en China han sido tratados con PPG (Bai y cols. 2013) de forma exitosa.

En esta tesis se muestra una recapitulación de los trabajos realizados por diversos autores con respecto al PPG y se buscarán dar unos ejemplos de las aplicaciones del PPG a nivel de yacimientos en condiciones de alta salinidad, temperatura y a condiciones de laboratorio.

En la parte experimental se describen los materiales, dispositivos e instrumentos usados, así como sus respectivas características. Se propone una metodología

experimental y se analizan los resultados, buscando dar una conclusión clara y concisa de la viabilidad del uso del PPG, a través de la medición de las permeabilidades efectivas al agua y al aceite.

Los resultados encontrados muestran que existe una diferencia muy marcada en la facilidad de flujo del agua en comparación con la del aceite. A estos resultados se ajustaron ecuaciones empíricas que permiten determinar la permeabilidad efectiva del agua y del aceite en función del gasto.

Introducción

Tanto en México como en el mundo muchos de los campos petroleros tienden producir grandes cantidades de agua, lo cual hace difícil o poco rentable su explotación, si añadimos a esto que gran parte de los recursos petroleros conocidos se tienen en estos campos, su estudio, análisis de problemáticas y caracterización se hace indispensable. Bailey en el 2000 estimo que tres barriles de agua se producen por cada barril de petróleo producido en todo el mundo, por su parte Hill en el 2012 plantea que el costo total para separar, tratar y disponer de esta agua es aproximadamente de \$50 mil millones de dólares por año, con lo que podemos notar que la producción de agua es un factor que no podemos eliminar pero si disminuir y mientras más eficiente sea el proceso repercutirá en una mayor utilidad.

Hace ya algunos años, el uso del Gel convencional para disminuir los cortes de agua demostró que es una opción económica y viable, sin embargo no está exento de algunos problemas como la reacción entre el gel y las características químicas de la roca-fluidos, y la inundación de zonas de baja permeabilidad; el PPG es una tecnología que da solución a muchos de esos problemas y que si bien no es reciente, no ha tenido el impacto que debería tener. La presente Tesis buscará analizar algunas propiedades del PPG que permitan avanzar en su comprensión y uso.

Hilary Ogochukwu realizó pruebas de laboratorio que demuestran que el PPG mejora el barrido del aceite en zonas homogéneas, por lo cual podemos tener mejores factores de recuperación de aceite al reducir el corte de agua en un 94%.

Capítulo 1 Conceptos Básicos

En este capítulo se dará a conocer los conceptos básicos que permitirán entender mejor el presente trabajo. Se dará una introducción tanto a los conceptos de yacimientos, del PPG y algunas interacciones entre estos. También se explicarán de forma sencilla algunas ecuaciones y el comportamiento reológico que posiblemente tenga el PPG.

1.1 Conceptos aplicados a la ingeniería de yacimientos.

1.1.1. Yacimiento

Un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo. En México los principales yacimientos productores son los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

1.1.2. Acuífero

Un cuerpo de roca cuya saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad permiten la producción de agua subterránea. En los yacimientos petroleros, los acuíferos asociados a mecanismos de producción son de gran importancia debido a que dependiendo de su tamaño y presión pueden ayudar a la producción de los hidrocarburos, dando como resultado una recuperación de hidrocarburos de aproximadamente el 50% en algunos campos petroleros. Cuando no se planifica correctamente la explotación de un campo que tiene empuje hidráulico puede haber problemas como un rápido avance del agua, dejando aislados volúmenes significativos de hidrocarburos.

1.1.3. Esfuerzo

Se puede generalizar que existen dos tipos de fuerzas fundamentales que actúan sobre los medios geológicos: Las Fuerzas de Cuerpo y las Fuerzas de Superficie. Las primeras de ellas son las que actúan sobre cada una de las partículas que forman el cuerpo de roca y las de superficie actúan sobre “caras” de los cuerpos o segmentos de esos cuerpos. Las fuerzas de superficie están más relacionadas con Geología Estructural.

Si consideramos solamente las fuerzas de superficie, entonces resulta intuitivo que requerimos asociar dichas fuerzas al área de la superficie donde actúan, lo que de manera natural nos introduce el concepto de esfuerzo. Podemos definir el esfuerzo como la cantidad de fuerza actuante por cada unidad de superficie y formalmente se expresa como $\sigma = \frac{F}{A}$, donde σ es el esfuerzo y F la fuerza que actúe sobre el área A . [1]

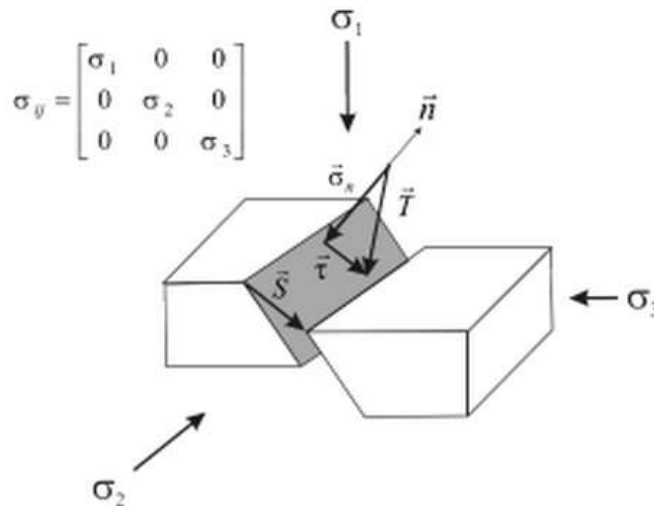


Fig. 1.1 Esquema que muestra las relaciones geométricas entre el vector de tracción y un plano de falla. La flecha encima de las letras indica su carácter vectorial. [1]

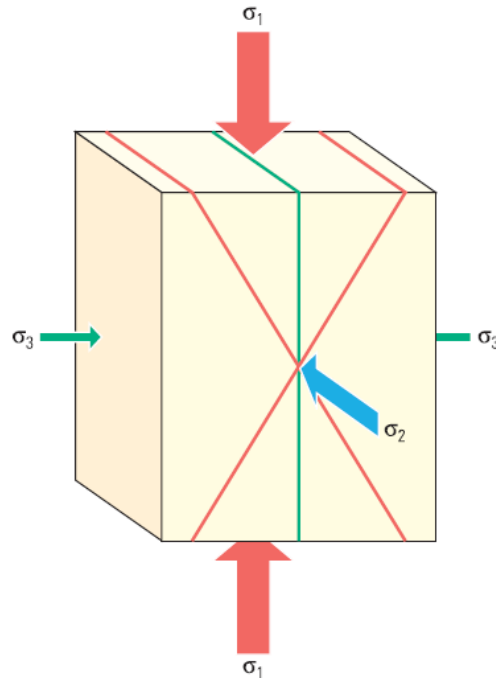


Fig. 1.2 Esfuerzos principales en una roca. [2] Los esfuerzos principales y la creación de las fracturas. La figura muestra las direcciones de los tres esfuerzos principales—el esfuerzo de compresión principal máximo, σ_1 , el esfuerzo de compresión principal mínimo, σ_3 , y el esfuerzo intermedio, σ_2 . También se indica el fracturamiento resultante. Las fracturas por esfuerzo de tracción (verde) se forman paralelas a σ_1 y σ_2 . El ángulo agudo que se forma entre dos fracturas por esfuerzo de corte (rojo) se denomina ángulo conjugado. El ángulo que se forma entre la fractura por esfuerzo de corte y σ_1 se denomina ángulo diedro. Entre la fractura por esfuerzo de corte y σ_3 , se forma un ángulo obtuso, mientras que las fracturas por esfuerzo de corte son paralelas a σ_2 .

1.1.4. Fractura

Una fractura es una discontinuidad en la roca, que es ocasionada por cambio de facies, por efecto de compactación, por efecto de movimiento de las rocas, por la composición mineralógica, entre otras causas.

La mayor parte de la producción de hidrocarburos en México proviene de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados (aproximadamente el 80%). Estos son sistemas altamente heterogéneos y anisotrópicos, con complejos e intrincados sistemas de fracturas asociados a fallas y/o plegamientos, donde encontramos desde micro fracturas hasta canales de alta conductividad que originan cambios en las propiedades de petrofísicas que afectan el flujo de

hidrocarburos y/o agua. Las fracturas y su relación espacial deben de ser identificadas con el propósito de definir los sistemas de fracturas, esfuerzos principales y su asociación con fallas y pliegues, lo cual permitirá justificar las variaciones observadas tanto en permeabilidades como en el comportamiento de la producción.[3]

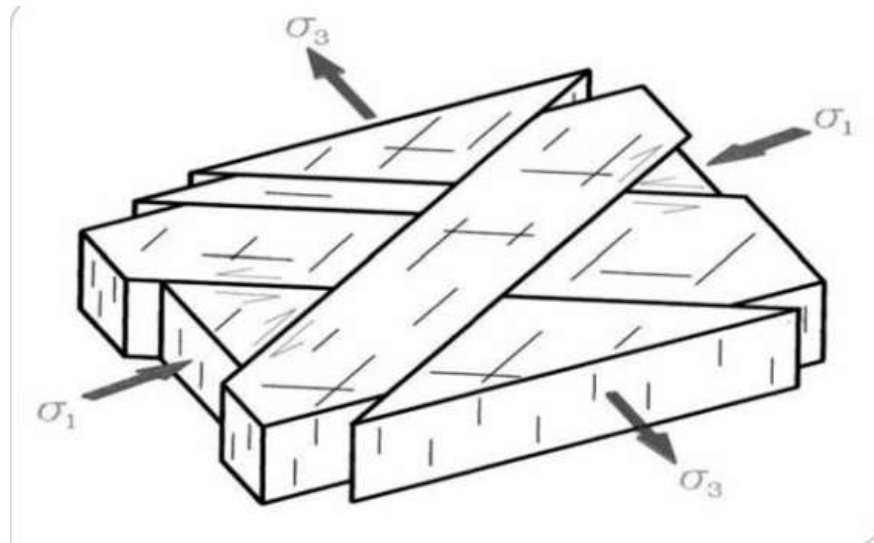


Fig. 1.3 Sistema de fracturas asociado a un fallamiento lateral. Matteuer (1976)

La siguiente clasificación de fracturas fue hecha por Nelson:

- Fracturas experimentales.
 - Fracturas de cizalla.
 - Fracturas de extensión.
 - Fracturas de tensión.
- Fracturas naturales.
 - Fracturas tectónicas (debido a las fuerzas de superficie)
 - Fracturas regionales.
 - Fracturas contraccionales.
 - Fracturas relacionadas con la superficie.

Fracturas de cizalla: Tienen un sentido de desplazamiento paralelo al plano de fractura. Forman un ángulo agudo con respecto a la dirección del máximo esfuerzo

compresivo (σ_1) y un ángulo obtuso con respecto al ángulo del mínimo esfuerzo compresivo (σ_3). El ángulo agudo entre las fracturas de cizalla es llamada ángulo conjugado y es dependiente de:

- Las propiedades mecánicas del material.
- La magnitud absoluta del esfuerzo mínimo principal (σ_3).
- La magnitud es esfuerzo intermedio (σ_2), con respecto al máximo (σ_1) y mínimo (σ_3) esfuerzo principal. [2]

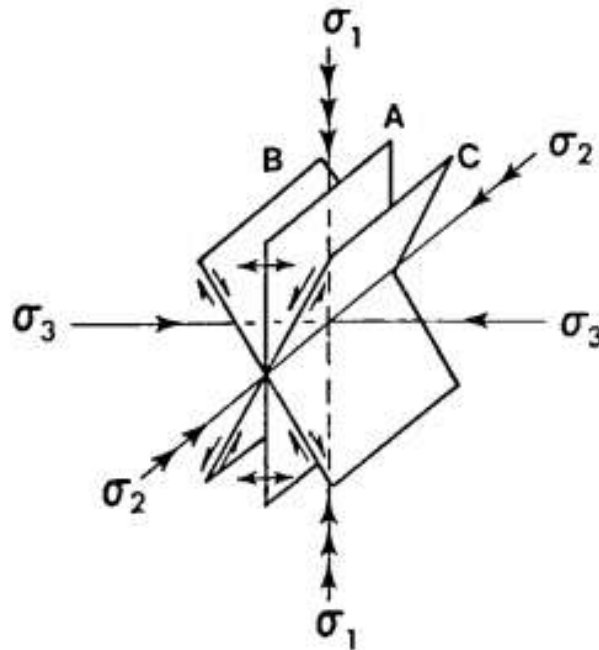


Fig. 1.4 . Planos de fracturas potenciales desarrollados en pruebas de compresión en laboratorio. (Fracturas de extensión (A) y fracturas de cizalla (B y C)). [2]

Fracturas de extensión: Tienen un sentido de desplazamiento perpendicular y lejos del plano de fractura. Se forman paralelamente a σ_1 y σ_2 , y perpendicularmente a σ_3 . También se forman cuando los tres esfuerzos principales son de compresión.

Fracturas de tensión: Tiene un desplazamiento perpendicular y alejado del plano de fractura y se forman paralelamente a σ_1 y σ_2 . En términos de orientación se asemejan a la fractura de extensión. Sin embargo, para formar una fractura de tensión, al menos un esfuerzo principal (σ_2) debe de ser negativo (de tensión).

Para formar una fractura de extensión, los tres esfuerzos principales deben de ser positivos (compresión). Esta distinción es muy importante porque las rocas tienen una resistencia a la fractura mucho menor (10 a 50 veces menor) en pruebas de tensión que la que tienen en pruebas de extensión. [2]

Las fracturas por esfuerzo de corte corresponden a fallas, mientras que las fracturas de tensión y compresión corresponden a grietas

Otros tipos de fracturas son creados por mecanismos de reducción de volumen que tienen lugar en la roca, y no a partir de fuerzas externas. Éstas incluyen:

- Grietas de disecación,
- Fracturas formadas por sinéresis,
- Fracturas por contracción termal
- Fracturas por cambios de fases minerales.

De éstas, las fracturas por sinéresis o fracturas tipo tela de gallinero, y las fracturas por cambios de fases minerales en los carbonatos, son las de mayor importancia en la producción de petróleo y gas. Las fracturas por sinéresis se forman a través de un proceso químico que provoca deshidratación y, en consecuencia, una reducción del volumen. [4]

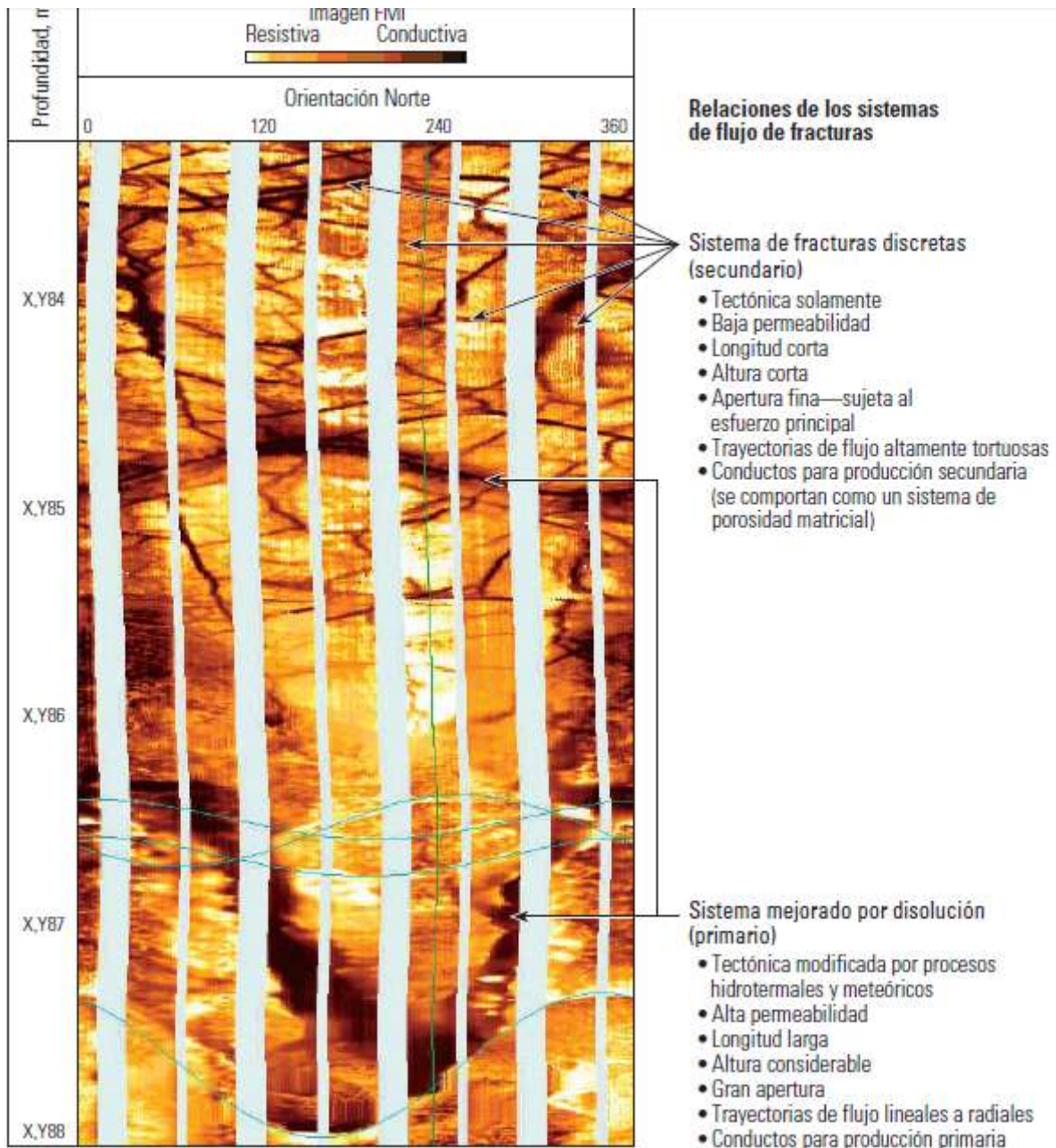
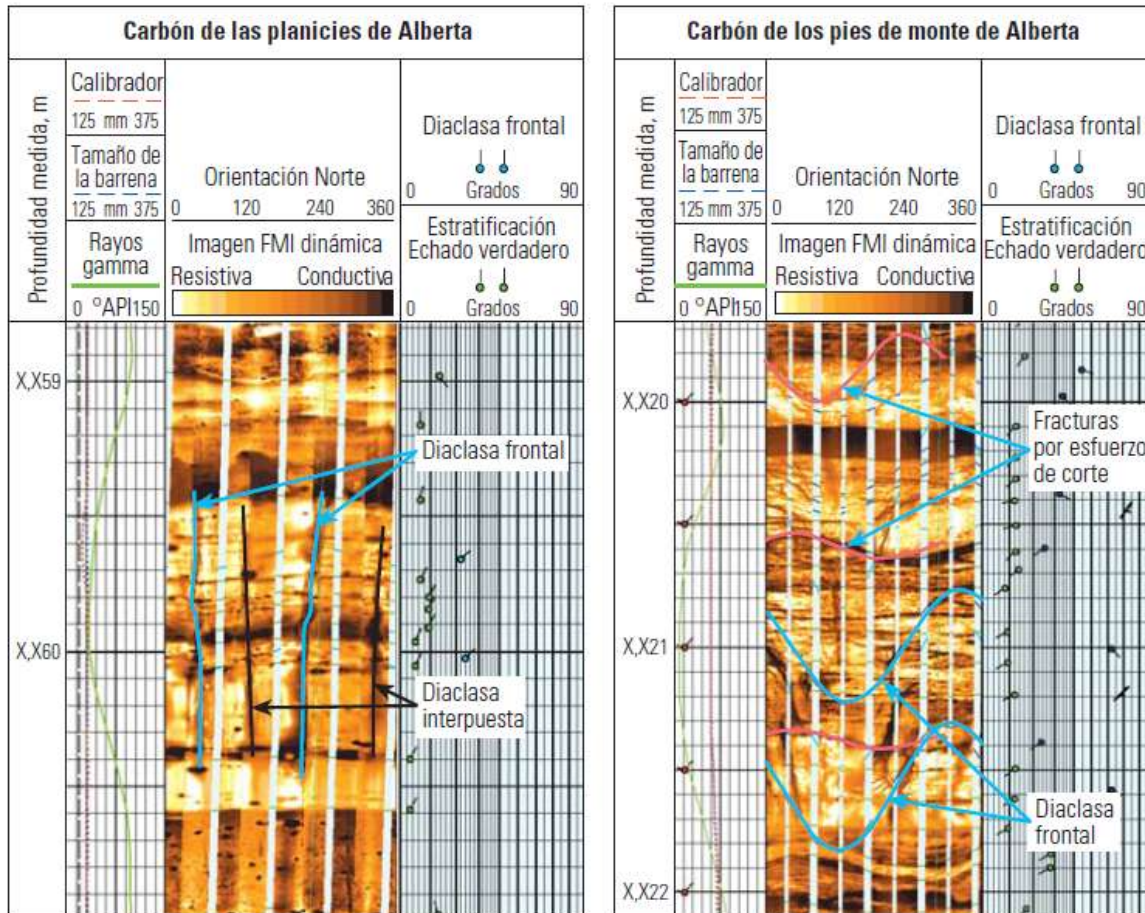
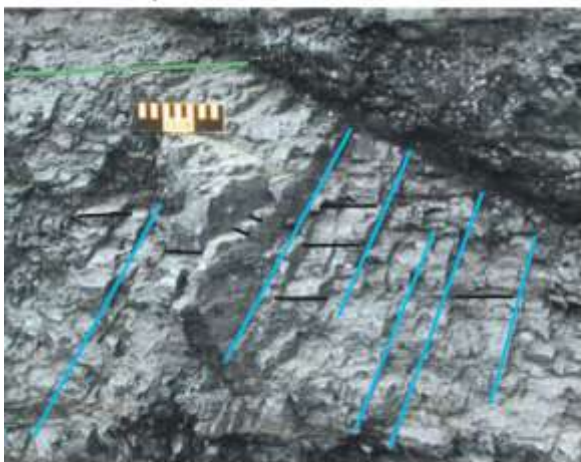


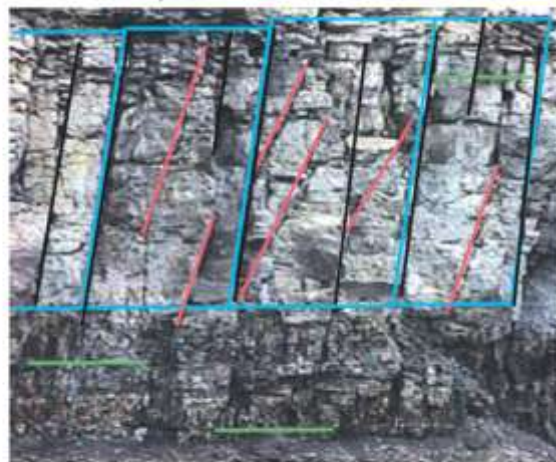
Fig. 1.5 Sistema de clasificación de fracturas utilizado en la Cuenca de Cuu Long. La imagen FMI (izquierda) muestra los dos tipos de fracturas principales. Se describen las relaciones de los sistemas de flujo de las fracturas correspondiente a cada tipo, para el sistema de fracturas discretas (extremo superior derecho) y para el sistema mejorado por disolución (extremo inferior derecho). [2]



Carbón de las planicies



Carbón de los pies de monte



— Diaclasa frontal — Fracturas por esfuerzo de corte
 — Diaclasa interpuesta — Estratificación

Fig. 1.6 Ejemplos de carbones canadienses en imágenes FMI y afloramientos. La imagen FMI (extremo superior izquierdo) y una fotografía de un afloramiento representativo (extremo inferior izquierdo) del carbón de las planicies de Alberta

muestran tanto las diaclasas frontales como las diaclasas interpuestas. Las fracturas por esfuerzo de corte, las diaclasas frontales y las diaclasas interpuestas se muestran tanto en la imagen FMI (extremo superior derecho) como en la fotografía del afloramiento (extremo inferior derecho) del carbón de las Planicies de Alberta. Es interesante observar que las fracturas por esfuerzo de corte normalmente degradan la permeabilidad del carbón. [2]

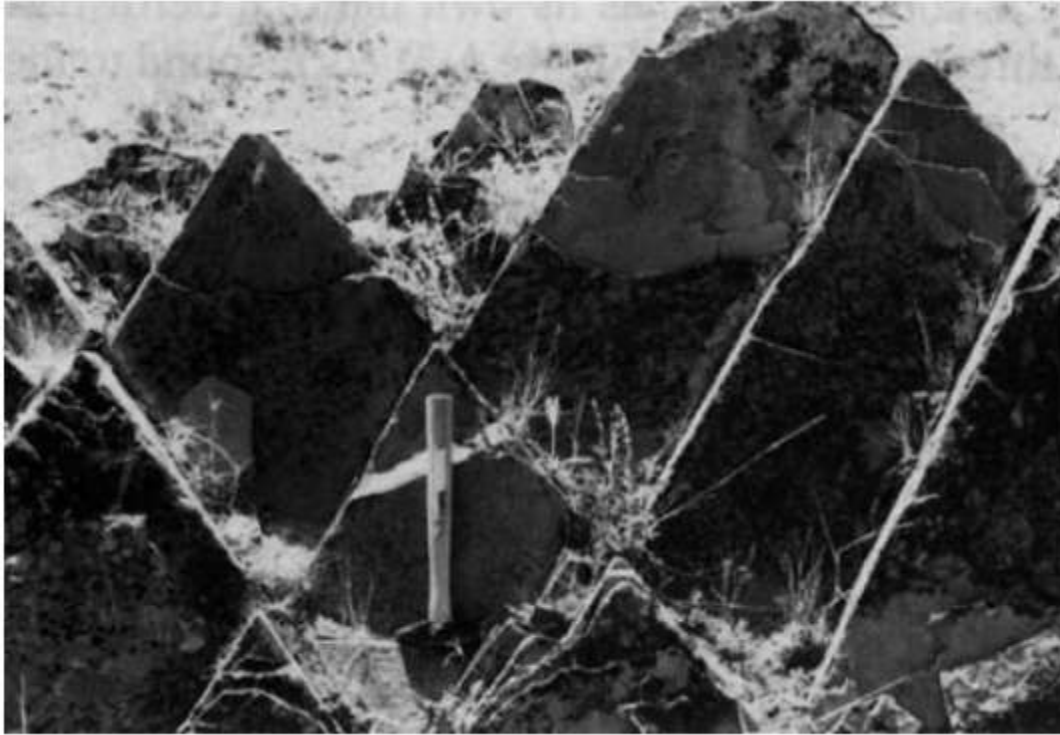


Fig. 1.7 Probables fracturas de cizalla conjugadas de Trinidad. [2]



Fig. 1.8 Fractura regional en arenas del Jurásico Navajo, lago Powell, del suroeste de Utah. [2]

1.1.5. Porosidad (\emptyset)

Capacidad de un sistema a almacenar fluidos. Es una relación del volumen de espacio de la roca con respecto al volumen total de sistema.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t}, \quad (1)$$

Donde $V_p = \text{Volumen poroso}$, y $V_t = \text{Volumen total}$. La porosidad es un valor adimensional y tiene un intervalo de 0 a 1 o de 0 a 100%. Entre los factores que afectan a la porosidad tenemos: [5] [6]

- Presencia de material cementante.

- Empaque de las partículas.
- Forma-distribución y tamaño de las partículas.
- Presión de sobrecarga.

Existen diferentes formas de clasificar la porosidad como:

- En función del tipo de depósito.
 - $\emptyset_p = \text{Porosidad primaria}$. Porosidad que se obtiene con la deposición a través de la litificación.
 - $\emptyset_s = \text{Porosidad secundaria}$. Porosidad que se obtiene por la alteración de la roca.
- En función de la geología.
 - $\emptyset_e = \text{Porosidad efectiva}$. Porosidad que incluye solamente la porosidad interconectada.
 - $\emptyset_{ne} = \text{Porosidad no efectiva}$. Porosidad no conectada
 - $\emptyset_a = \text{Porosidad absoluta}$. Porosidad que incluye el espacio poroso de todo el sistema sin importar este o no interconectado.
- En función de la conducción eléctrica o flujo de fluidos.
 - $\emptyset_f = \text{Porosidad de flujo}$. Porosidad que permite el flujo de corrientes eléctricas.
 - $\emptyset_s = \text{Porosidad de entrapamiento}$. Porosidad que no permite el flujo de corrientes eléctricas.

Métodos de obtención:

- Directos
 - Núcleos (análisis de laboratorio)
 - Afloramientos (nos dan una idea)
- Indirectos
 - Registros (sónico, densidad, neutrón) [5][6]

La porosidad se obtiene por mediante pruebas de laboratorio y por medio de registros geofísicos, sin embargo hacer una cuantificación de la porosidad es complicado, por lo que se trata de unificar las diferentes técnicas que existen para tener un valor de porosidad repetitivo del yacimiento. Bajo estas clasificaciones los yacimientos naturalmente fracturados son descritos como sistemas de doble o triple porosidad. Se estima que la matriz de estos tiene una porosidad entre 2% y 6%, sin embargo las fracturas que existen proveen de canales super conductivos que permiten altos factores de recuperación.

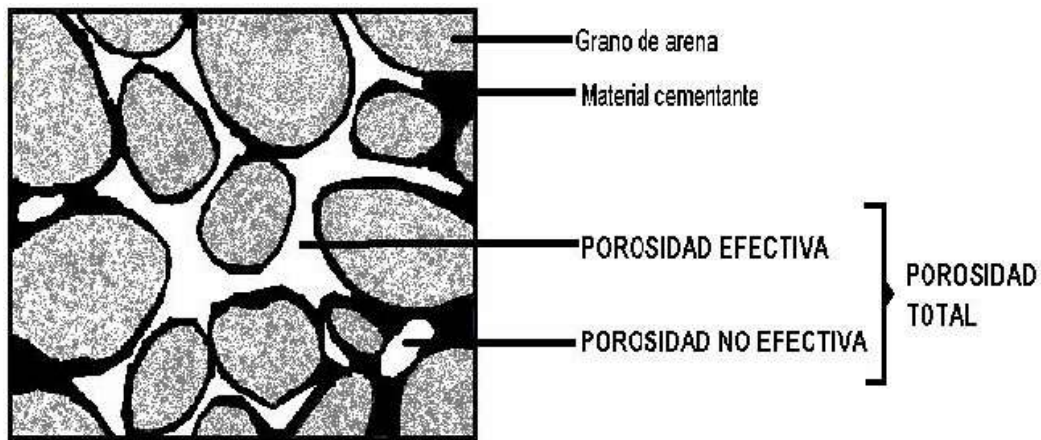


Fig. 1.9 Tipos de Porosidad en una roca [7]

1.1.6. Índice de saturación de fluidos (S_f):

Indica la fracción de la porosidad que es ocupada por algún fluido, gas o combinaciones a condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Es la relación del volumen ya sea de agua, aceite, gas o combinaciones y el volumen poroso total del sistema.

$$S_f = \frac{\text{Volumen del fluido alojado}}{\text{Volumen poroso}} = \frac{V_f}{V_p} \quad (2)$$

Donde S_f = índice de saturación de fluido, y V_f = Volumen de fluido. Cuando hacemos referencia a un gas, aceite o agua se pone el subíndice correspondiente (o, g, a). El índice de saturación es un valor adimensional y sus valores van del 0

al 1 o del 0 al 100%. Otra característica importante es que la suma de los índices de saturación de los diferentes fluidos da como resultado 1.

$$1 = S_o + S_g + S_w \quad (3)$$

Existen diferentes tipos de índice de saturación como lo son:

S_{socr} = índice de saturación de aceite crítica . Saturación de aceite a partir de la cual el aceite comienza a moverse dentro del medio poroso

S_{or} = índice de saturación de aceite residual . Saturación de aceite que después de un periodo de producción por desplazamiento de agua y/o gas, quedará en el espacio poroso.

S_{om} = índice de saturación de aceite móvil . Saturación de aceite que puede moverse dentro del espacio poroso

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

S_{swcr} = índice de saturación de agua crítica . Saturación de agua a partir de la cual el agua comienza a moverse dentro del medio poroso

S_{wc} = índice de saturación de agua connata o congénita . Saturación de agua que se encuentra al inicio y en equilibrio en el medio poroso

S_{wi} = índice de saturación de agua irreductible . Saturación de agua mínima que puede tener en el medio poroso.

Este es un parámetro muy importante porque nos permitirá determinar el volumen de reservas que existen en un yacimiento, de la misma manera nos permitirá saber las tendencias que tienen los fluidos para moverse y la movilidad que tendrán con respecto a otro fluido o gas. [5][6]

1.1.7. Movilidad

Puede definirse como la relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de la fase.

$$M = \frac{k}{\mu} \quad (4)$$

1.1.8. Relación de Movilidad.

Movilidad de un inyectante dividida por la del fluido que está desplazando, tal como el petróleo. La movilidad del petróleo se define delante del frente de desplazamiento mientras que la del inyectante se define detrás del frente de desplazamiento, de modo que sus valores de permeabilidad efectiva se evalúan a diferentes saturaciones

$$M_{d,o} = \frac{\frac{k_{desplazante}}{\mu_{desplazante}}}{\frac{k_o}{\mu_o}} \quad (5)$$

1.1.9. Compresibilidad de la formación (C_f)

Nos indica la variación del volumen con respecto a la presión a una temperatura constante. Es la relación entre el cambio parcial del volumen con respecto a la presión.

$$C_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T \quad (6)$$

Donde $P = \text{Presión}$. También existe la compresibilidad. La ecuación nos indica que a mayor presión el valor de la compresibilidad disminuye debido a que la compactación es mayor, esto deriva en una disminución de la porosidad. Las unidades de la compresibilidad son psi^{-1} . Luis A. Mercaso y cols. calculan una

compresibilidad de roca carbonatadas de $1.8 \cdot 10^{-5}$ aproximadamente en un yacimiento del sureste mexicano.

1.1.10. Compresibilidad del aceite (C_o)

Nos indica la variación del volumen del aceite con respecto a la presión a una temperatura constante

$$C_o = \frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial P} \right)_T \quad (7)$$

Donde $B_o =$ Factor volumen del aceite.

1.1.11. Permeabilidad (k):

Se define a la permeabilidad como la facilidad con que un medio permite el paso de fluidos a través de ella. Muchos yacimientos definen sus límites o fronteras en rocas con baja permeabilidad.

Es la relación entre el producto del gasto, viscosidad y longitud de la muestra por el área y la presión.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (8)$$

Donde $k =$ Permeabilidad, $q =$ gasto, y $A =$ area

La permeabilidad no es propia y característica del medio poroso sino que depende también del fluido. Los principales factores que afectan la permeabilidad son:

- Tamaño de granos, forma y orientación.
- Clasificación de granos y empacamiento.
- Cementación.
- Estratificación.
- Contenido de arcillas

La permeabilidad por lo regular se obtiene en laboratorios o de registros geofísicos, teniendo como unidades comunes los darcies (D) y milidarcies (mD).

La ecuación de permeabilidad fue basada en la Ley de Darcy en 1956 que dice que para un medio saturado, continuo, homogéneo o isotrópico el agua se desplazará a zonas de mayor permeabilidad.

Podemos clasificar a la permeabilidad en función de la forma de flujo:

- **Permeabilidad Absoluta (k_a)** : Es aquella en la cual sólo se considera un fluido mojante presente en el medio poroso saturándolo al 100%. Esto es, si se tiene un solo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad que se tiene no variará considerando que el fluido no reacciona con el medio, esta propiedad es propia del sistema y será la misma, no importando el fluido, el fluido no debe reaccionar con la roca.
- **Permeabilidad Relativa (k_r)**: Es la relación de la permeabilidad efectiva de cualquier fluido (aceite, gas o agua) con respecto a una permeabilidad de referencia ($k_r = k_e/k$). Se expresa en fracción ya que nunca es mayor a uno ($0 \leq (k_r \leq 1)$). Esta permeabilidad, en otras palabras, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otro u otros fluidos comparados con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido.
- **Permeabilidad efectiva (k_e)**: Se considera que en el medio poroso se tiene presente más de un fluido, es decir, dos fases por lo menos en el sistema. Entonces se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad a un fluido en particular, ya sea este aceite, gas o agua. Se dice también que la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso a éste, cuando existe una cierta saturación del medio, menor de 100%, de dicho fluido. Esta permeabilidad, no sólo depende de la roca, sino también de las cantidades y propiedades de los fluidos presentes en ella. Estas permeabilidades cambiarán en función de la variación de las saturaciones que tengan. Se ha encontrado que: $0 \leq k_e \leq k$.

El PPG tiene la capacidad de ser insertado en las fracturas de los yacimientos naturalmente fracturados, y establecer un nuevo sistema de permeabilidades efectivas que permiten el flujo del aceite pero restringen el paso del agua.

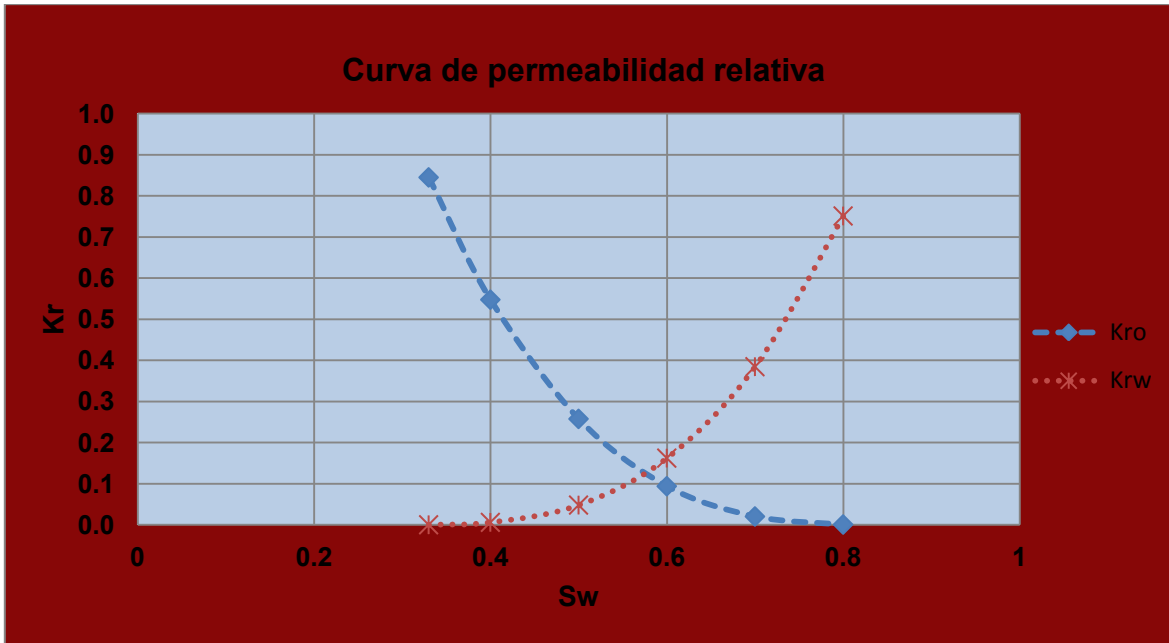


Fig. 1.10 Curva de permeabilidad relativa

1.1.12. Viscosidad (μ):

La viscosidad es la propiedad de los fluidos para oponerse a un flujo cuando se le aplica una fuerza tangencial. Las unidades de la viscosidad es el centipoise.

La variación de la viscosidad es un factor muy importante en la recuperación de hidrocarburos, ya que si la viscosidad disminuye es muy probable que podamos tener un buen factor de recuperación, pues el desplazamiento se hará de forma sencilla, por el contrario, si tenemos un aceite con una alta viscosidad, se tendrá que aplicar métodos de recuperación para disminuir la viscosidad. La viscosidad tiene un comportamiento muy particular dependiendo de si se presenta en aceite o en gas.

En los gases la viscosidad del gas decrece conforme la presión del yacimiento decrece. A bajas presiones las moléculas de los gases están separadas y se mueven fácilmente una sobre otra y la viscosidad del gas se incrementa conforme

la temperatura se incremente, sin embargo, a presiones altas la viscosidad del gas decrece conforme la temperatura incremente.

La viscosidad juega un papel muy importante en la recuperación de hidrocarburos, debido a que la razón de movilidad se verá fuertemente afectada por la viscosidad de los fluidos desplazado, por lo que a mayor viscosidad se tendrá un menor factor de recuperación.

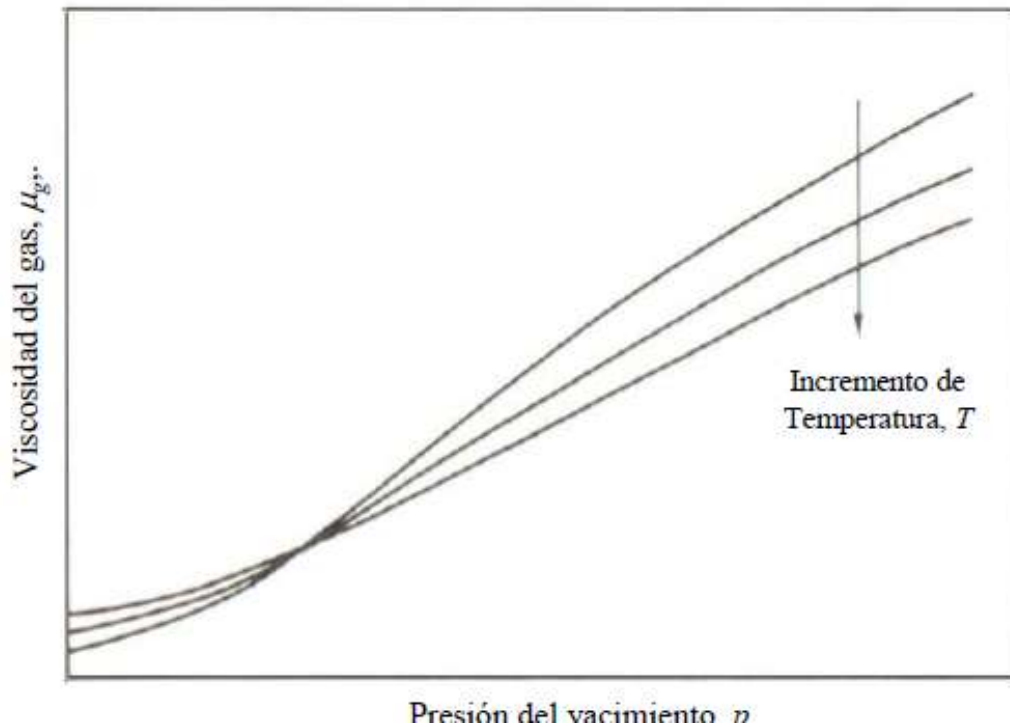


Fig. 1.11 Comportamiento de la viscosidad del gas en función de la presión y temperatura. (McCain 1989)

En el caso del aceite, la viscosidad disminuye si aumenta la temperatura y de igual forma para la presión.

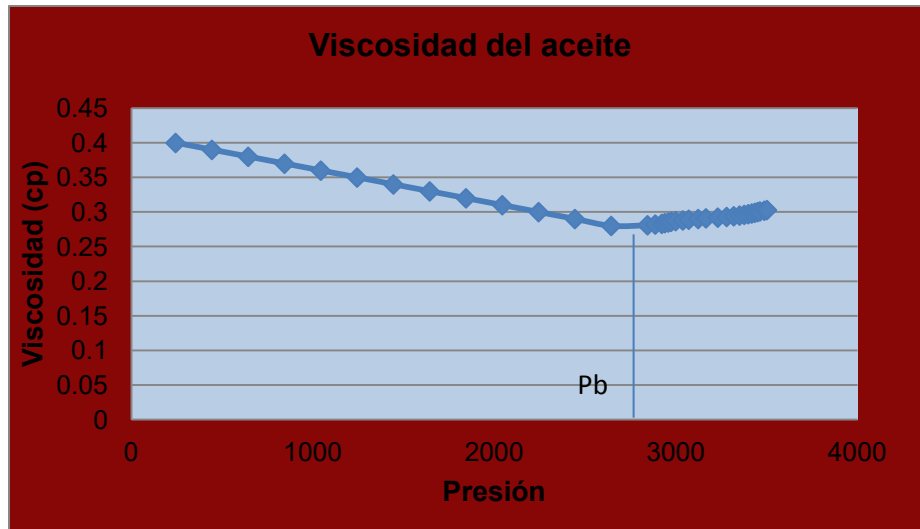


Fig. 1.12 Viscosidad del aceite en función de la presión a una temperatura constante.

La viscosidad puede obtenerse por medio de experimentos en laboratorio o por medio de correlaciones.

1.1.13. Mojabilidad

Preferencia que tiene un sólido a hacer contacto con un determinado fluido (gas o líquido) en presencia de otro.

Θ se puede considerar como una medida de la mojabilidad.

- $\Theta=0^\circ$, es este caso tenemos una mojabilidad completa.
- $\Theta=180^\circ$, tenemos una mojabilidad incompleta.
- $60^\circ < \theta < 80^\circ$, tenemos una mojabilidad media.

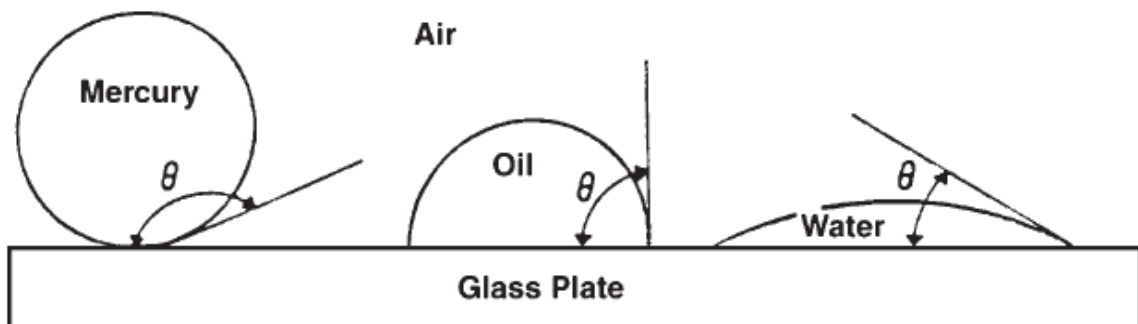


Fig. 1.13 Mojabilidad (Ahmed, Tarek H, 1946)

La mojabilidad nos permitirá definir que fluido tendera a moverse en un yacimiento, si el agua o el aceite.

En un sistema de agua y aceite, es común que el agua sea el fluido mojante, con lo que el movimiento del aceite se hace de forma natural, por el contrario, si tenemos un sistema mojado por aceite, se tendrá que hacer un análisis para ver la forma de cambiar esta mojabilidad, pues bajo esta condición se tendera a recuperar agua.

La maduración de las rocas carbonatadas que contienen agua y aceite convierten a las rocas inicialmente mojadas por agua en rocas de mojabilidad mixta o mojadas por el aceite. Esto significa que el aceite puede adherir a la superficie de la roca carbonatada y, por consiguiente, es más difícil de producir. Se considera que la mayoría de los yacimientos carbonatados poseen mojabilidad mixta o mojabilidad por el aceite. Las simulaciones indican que bajo una mojabilidad de aceite se tiene factores de recuperación menores al 10%. [7]

1.1.14. Densidad (ρ)

La densidad es una propiedad intensiva de la materia, y nos relaciona la masa y el volumen.

$$\rho_{liquido} = \frac{m}{V} \quad (9)$$

Donde $m = masa$ y $V = volumen$. Es la relación existente entre la masa y el volumen que ocupa la masa. En el sistema internacional las unidades son Kg/m³ En el caso de los gases, la densidad puede definirse por la siguiente ecuación.

$$\rho_{gas} = \frac{MP}{ZRT} \quad (10)$$

Donde $M = masa\ molar$, $Z = factor\ z\ del\ aceite.$,
 $R = constanante\ universal\ de\ los\ gases.$ y $T = temperatura.$

1.1.15. Densidad relativa (γ):

Es la relación que existe entre su densidad y la de otra sustancia de referencia, en consecuencia es una magnitud adimensional, también es llamada gravedad específica.

$$\gamma = \frac{\rho_{sustancia}}{\rho_{referencia}} \quad (11$$

1.1.16. Factor de Recuperación (FR):

Es la fracción de hidrocarburo recuperado del volumen original.

$$FR = \frac{N_p}{N} \quad (12$$

Donde $N_p = \text{Volumen de aceite producido.}$ y $N = \text{Volumen de aceite total.}$

Es la relación existente entre el volumen de aceite producido a condiciones estándar y el volumen de aceite original a condiciones estándar. Es una variable adimensional, y su valor ira del 0 al 1 o del 0% al 100%. En promedio se tiene que los yacimientos tienen un factor de recuperación del 35 % aproximadamente. [7] Sin embargo los yacimientos naturalmente fracturados carbonatados tienen características como doble o triple porosidad, heterogeneidad, mojabilidad, entre otros, que modifican este factor de recuperación

Este factor estará en función de:

- Tipo de yacimiento.
- Tamaño del yacimiento,
- Pozos Perforados.
- Instalaciones superficiales.
- Plan de explotación.
- Propiedades petrofísicas, etc.

Tabla 1.1 Factores de recuperación en activos de México. [8]

Activo	Factor de recuperación (%)
Cantarell	35.2
Ku-Maloob-Zaap	15.7
Litoral de Tabasco	9.7
Veracruz	9
Aceite Terciario del Norte	0.1
Berrlta-Jujo	24.7
Muscac	22.8

1.1.17. Velocidad Superficial (V_s):

La velocidad del fluido que se mueve a través de una tubería, definida como la tasa de flujo volumétrico de ese fluido dividido por el área de la sección transversal. En flujos de una sola fase, es igual a la velocidad media del fluido. En flujos multifásico, no es una velocidad físicamente real, sino que es un parámetro conveniente para el análisis.

$$V_s = \text{Velocidad superficial } \left(\frac{cm}{s}\right)$$

$$V_s = \frac{Q}{A} \quad (13)$$

1.2 Conceptos aplicados al PPG.

1.2.1 Polímero

Es una molécula gigante compuesta por una unidad estructural repetitiva llamada monómero. Las unidades monoméricas se repiten ciento e incluso miles de veces en una molécula de polímeros. [9]

1.2.2 Gel

Es un sistema coloidal que tiende a hincharse en presencia de agua.

Son sistemas semisólidos que consisten en una suspensión compuesta por partículas inorgánicas pequeñas o moléculas orgánicas grandes inter-penetradas por un líquido.

Los geles se pueden clasificar en:

- Hidrofobos: Las bases de los geles por lo general consisten en parafina líquida con polietileno o aceites grasos gelificados con sílice coloidal o jabones de aluminio o zinc.[10]
- Hidrofilos. Las bases por lo general consisten en agua, glicerol o propilenglicol gelificados. [10]

1.2.3 Entrecruzante

La característica fundamental del agente entrecruzante es atar cadenas de polímeros de tal manera que formen redes tridimensionales fuertemente atadas entre sí, confiriéndole insolubilidad y resistencia térmica. El grado de entrecruzamiento tiene influencia directa sobre el grado de hinchamiento, así, un alto grado de entrecruzante produce resinas más fuertes y menos elásticas ocasionando que se hinchen poco al estar en contacto con soluciones y/o solventes. [11]

1.2.4 Corte de agua (F_w)

Porcentaje del agua que se produce. Es el gasto de agua que se produce entre la producción total.

$$F_w(\%) = \left(\frac{V_w}{V_t} \right) * (100) \quad (14)$$

Este es un número adimensional que puede expresarse en porcentaje, sus valores serán 0 o positivos, cuando el valor sea 0 indica que no hay producción de agua y conforme aumenta también incrementa la producción de agua.

1.2.5 Capacidad de hinchamiento (SW)

Es la habilidad de las partículas de gel para absorber la solución acuosa en que están sumergidas.

Es la relación de la diferencia del peso inicial (M_s) y el peso en equilibrio (M_l) entre el peso en equilibrio. [12]

$$SW = \frac{M_l - M_s}{M_s} \quad (15)$$

1.2.6 Presión Umbral (P_t)

Presión mínima requerida para forzar que el PPG pueda moverse a través de las gargantas de poro. Cabe mencionar que las partículas de PPG son deformables y pueden pasar por gargantas de poro de menor tamaño. [12]

1.2.7 Viscosidad aparente (μ_{app})

Es la medida de la resistencia de un PPG a fluir mientras es extrusionado a través de una garganta de poro o un canal.

Es la relación entre ΔP_{PPG} (caída de presión estabilizada a través de la placa de pantalla durante la extrusión del PPG como una función del gasto bajo diferentes placas y salinidades de salmuera) y $\Delta P_{Salmuera}$ (es la caída de presión a través de la placa de pantalla cuando se inyecta salmuera que se puede calcular usando la ecuación de Darcy).

Una forma de calcularla es:[12]

$$\mu_{app} = \frac{\Delta P_{PPG}}{\Delta P_{Salmuera}} \quad (16)$$

1.2.8 Módulo de Young o Coeficiente de Elasticidad (E)

Representa la fuerza necesaria para obtener una deformación unidad.

Expresa la proporción entre la tensión directa y la deformación que produce. Puede escribirse de la siguiente manera.

$$E = \frac{\text{Esfuerzo}}{\text{Deformación}} \quad (17$$

Se expresa en N/mm^2 . Este módulo tiene validez únicamente dentro de los límites de la ley de Hooke y, por lo tanto, es constante para un material dado.

1.2.9 Inyectividad

Se define como la velocidad de flujo dividida por la presión, y es una medida muy importante de la dificultad de inyección de un gel. Una inyectividad más alta significa que es más fácil de inyectar [13]

1.2.10 Factor de resistencia (F_r)

Es definida como la relación de movilidad del agua y la movilidad del gel, puede ser calculada por la siguiente ecuación: [14]

$$F_r = \frac{(k/\mu)_{\text{samuera}}}{(k/\mu)_{\text{gel}}} \quad (18$$

1.2.11 Relación de apertura de partícula

Se define como la relación entre el diámetro de partícula de gel (D_g) y el diámetro de apertura de poro (D_p). [15]

1.2.12 Hydrolyzed Polyacrylamide (HPAM)

Es un polímero de alto peso molecular que controla la pérdida de fluido y aumenta la viscosidad reduciendo la fricción. [16]

1.2.13 Eficiencia de Barrido

Término que en inglés es Control Conformance. Se define como la relación entre el diámetro de partícula de gel (D_g) y el diámetro de apertura de poro (D_p). [14]

Es una técnica para reducir la permeabilidad. Este concepto se distingue del EOR convencional en que el Conformance Control se centra en el bloqueo de canales de alta permeabilidad en el yacimiento, en lugar de aumentar el barrido de hidrocarburos, teniendo como objetivo corregir la heterogeneidad del yacimiento. Sin embargo la eficiencia de barrido está íntimamente ligada a el Conformance Control, pues una vez que se bloquean las zonas de alta permeabilidad, al barrido volumétrico aumenta, por lo que la definición de Conformidad es la medida de la eficiencia de barrido volumétrico durante un proceso de inundación en la recuperación de aceite que se lleva a cabo en un yacimiento.

1.3 Reología.

La reología es una disciplina científica que se dedica al estudio de la deformación y flujo de los fluidos, ya que presentan una gama de comportamientos que van desde el viscoso Newtoniano hasta el sólido elástico de Hooke.

La Reología estudia principalmente fluidos que tienen estructura y que se conocen con el nombre genérico de fluidos no newtonianos.

Dentro de este tipo de fluidos se encuentran las soluciones poliméricas, los polímeros fundidos, las suspensiones de partículas, los alimentos, los medicamentos, los recubrimientos, los fluidos y tejidos biológicos, y muchos otros más. Para ser concisos, la mayoría de los fluidos que se encuentran en la naturaleza son no newtonianos y los estudia la reología. Así, las aplicaciones de la reología son muy variadas. En cualquier proceso en el que intervengan fluidos, invariablemente se requerirá del conocimiento de sus propiedades reológicas

El término también se utiliza para indicar las propiedades de un líquido dado, como en la reología de los lodos.

La Ley de la viscosidad de Newton establece que en movimientos laminares existe una relación lineal entre el esfuerzo de corte y los gradientes de velocidad, siendo la constante de proporcionalidad una propiedad física del fluido llamada viscosidad dinámica o absoluta :

$$\tau = \mu \frac{\partial u}{\partial y} \quad (19)$$

Donde $\tau = \text{Esfuerzo de corte}$

A los fluidos cuya viscosidad varia con respecto al a velocidad de corte se le llama fluidos no newtonianos. En la industria petrolera este tipo de fluidos es muy usado sobre todo en la perforación de pozos.

Los fluidos que no siguen la relación de proporcionalidad entre tensiones tangenciales y velocidades de deformación se los clasifica en 3 grupos:

- Fluidos no-newtonianos independientes del tiempo.

$$\tau = f(\gamma') \quad (20)$$

- Fluidos no-newtonianos dependientes del tiempo.

$$\tau = f(\gamma', t, \text{historia}) \quad (21)$$

- Fluidos viscoelásticos, fluidos en los que a diferencia de los viscosos donde la energía de deformación es disipada totalmente, esa energía puede recuperarse como sucede en los sólidos elásticos.

1.3.1 Fluidos Viscoelásticos.

Mientras que la energía suministrada a un material perfectamente elástico se almacena en su totalidad, un líquido puramente viscoso lo disipa íntegramente.[17]. Los materiales polímeros disipan (calentándose o deformándose perfectamente) una parte de la energía con la que se les excita. [17]

Los fluidos viscoelásticos son los formados por la suma de un componente elástico que absorbe la energía aplicada, transformándola durante la deformación en energía potencial, de forma que cuando esta cesa, la deformación vuelve a su

estado inicial, y un componente viscoso, que absorbe la energía aplicada transformándola en calor y fluyendo [7]

1.3.2 Comportamiento dependiente del tiempo.

Estos se subdividen en:

- Tixotrópicos: La viscosidad aparente disminuye con el tiempo al aplicarles un esfuerzo cortante constante.
- Reopécticos: La viscosidad aparente aumenta con el tiempo al aplicarles un esfuerzo cortante constante. [18]

1.3.3 Comportamiento independiente del tiempo.

En este caso el esfuerzo de corte sólo depende de la velocidad de corte $\dot{\gamma}$ pero no del tiempo. Se clasifican en:

- Pseudoplásticos: La viscosidad es alta para bajas velocidades de deformación, es decir, disminuye al aumentar el esfuerzo cortante. Se modela con la ley de Ostwald:

$$\tau = x\dot{\gamma}^n \quad (22)$$

Donde $x = \text{factor de consistencia}$.

- Dilatantes: Son poco comunes. Su viscosidad aumenta al aumentar el esfuerzo cortante. Se modela con la ley de Ostwald, siempre que n sea mayor que 1.
- Plásticos o viscoplásticos: Presentan un comportamiento sólido mientras el esfuerzo cortante no supere un límite. Dentro de esta clasificación tenemos el plástico de Bingham, Hershel-Bulkley y ley de potencias.

Modelos reológicos

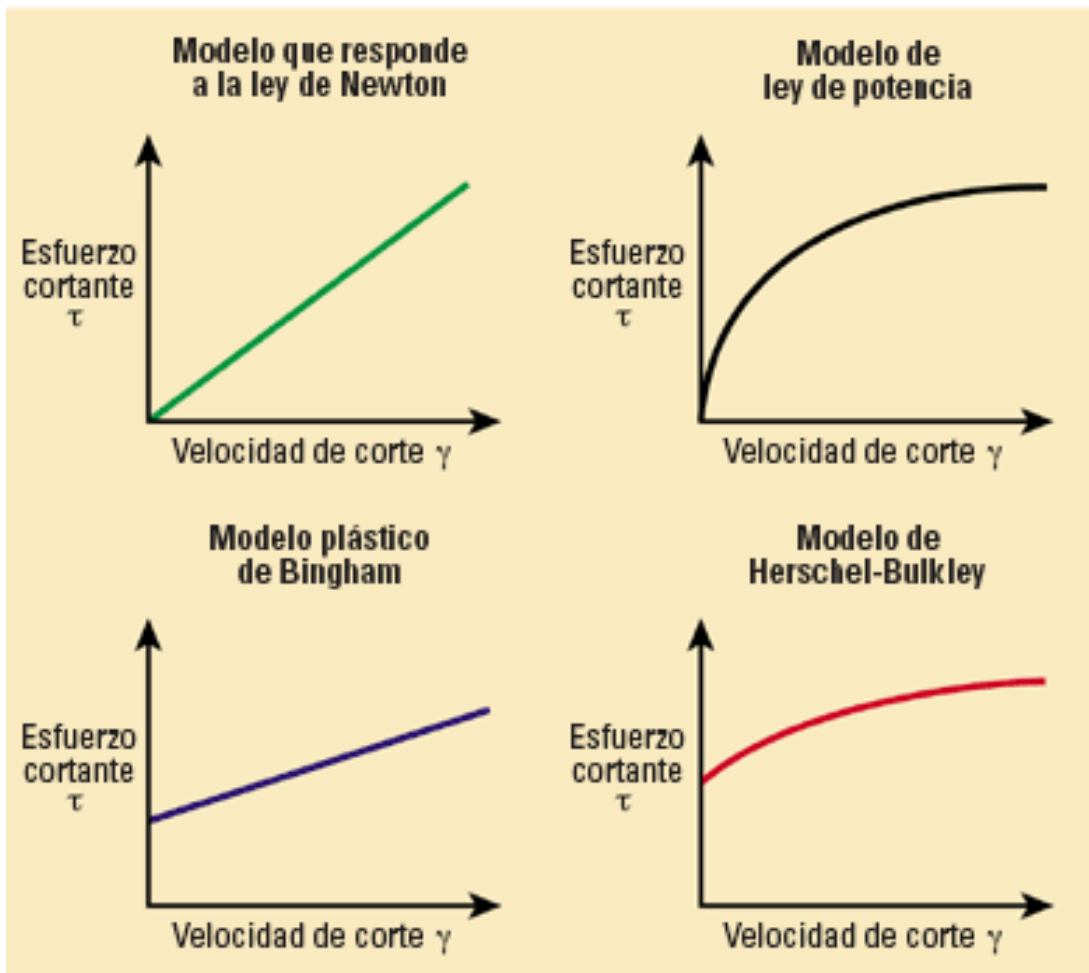


Fig. 1.14 Modelos reológicos independientes del tiempo (Diccionario de schlumberger) [19]

Como se muestra en la figura 1-6, los fluidos se describen como newtonianos o no newtonianos dependiendo de su respuesta a la cizalladura. El esfuerzo cortante de un fluido newtoniano (arriba izquierda) es proporcional a la velocidad de corte..

1.3.3.1 Ley de Potencias

Estos fluidos fluyen más fácilmente aumentando la velocidad de deformación.

La mayoría de los fluidos no newtonianos son pseudoplásticos: alimentos (jugos y puré de frutas, salsas), polímeros fundidos (poliestireno, acrilonitrilo, polipropileno, etc.), cosméticos, latex, tinta de imprenta.

Una limitación importante de la ley de la potencia es que es aplicable a un rango limitado de velocidades de corte.

La ecuación que modela este comportamiento es:

$$\mu_a = \frac{x\gamma'^n}{\gamma'} = x\gamma'^{(n-1)} \quad (23)$$

Algunas inconsistencias de este modelo son que la constante de consistencia x tiene dimensiones que depende de n y éste coeficiente no se mantiene constante en ciertos intervalos de flujo.

1.3.3.2 Plástico ideal

Los fluidos pseudoplásticos no tienen una tensión de fluencia para que comiencen a deformarse, pero la viscosidad medida por la pendiente de la curva $\tau = f(\gamma')$ es alta para bajas velocidades de deformación y decrece con el incremento de (γ') hasta alcanzar un valor asintótico μ_∞ constante. La relación más simple que describe el comportamiento de los fluidos pseudoplásticos es la denominada ley de potencias o de Ostwald que puede escribirse como:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \frac{\partial u}{\partial y} \tau = \tau_0 + \mu_p \gamma' \quad (24)$$

1.3.3.3 Herschel Bulkley

Un modelo reológico de tres parámetros. Un fluido Herschel-Bulkley puede describirse matemáticamente de la siguiente manera:

$$\tau = \tau_0 + x\gamma'^n \quad (25)$$

La ecuación de Herschel-Bulkley es preferida antes que la ley de potencia o las relaciones de Bingham porque da como resultado modelos más precisos de comportamiento reológico cuando se dispone de datos experimentales adecuados. La tensión de fluencia se toma normalmente como la lectura de 3 rpm, calculando

luego los valores “ n ” y “ x ” a partir de los valores de 600 o 300 rpm o gráficamente.
[19]

1.4 Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados.

Los yacimientos fracturados se clasifican en base a la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas tanto del sistema de fracturas como del sistema de matriz. [2]

- *Tipo 1.* En los yacimientos de Tipo 1, las fracturas proveen tanto los elementos de porosidad primaria como los elementos de permeabilidad primaria. Habitualmente poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos muestran regímenes de producción iniciales altos pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de las reservas.
- *Tipo 2.* Los yacimientos de Tipo 2 poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad; esto quiere decir que en los yacimientos de Tipo 2 pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre.
- *Tipo 3.* Los yacimientos de Tipo 3 poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional; esto es que los yacimientos de Tipo 3 son habitualmente más continuos y poseen regímenes de producción sostenidos buenos, pero pueden exhibir relaciones complejas de permeabilidad direccional, generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria.
- *Tipo 4.* Las fracturas no proveen capacidad de almacenamiento adicional significativa (porosidad) o permeabilidad a un yacimiento ya productivo,

pero en lugar de ello crean anisotropía (Barreras de flujo); por lo que en los yacimientos de Tipo 4 la permeabilidad se graficaría próxima al origen porque la contribución de las fracturas a la permeabilidad en dichos yacimientos es negativa.

- *Tipo M.* Los yacimientos de Tipo M poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras, por lo que los yacimientos de Tipo M poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz pero a veces se encuentran en compartimientos, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de producibilidad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo.
- *Tipo G.* Los de Tipo G, ha sido creada para los yacimientos de gas fracturados no convencionales, tales como los yacimientos CBM (Coal Bed Methane por sus siglas en inglés), y para los yacimientos de gas condensado fracturados. La mayoría de los yacimientos de Tipo G corresponden o se aproximan a la clasificación de Tipo 2. [2]

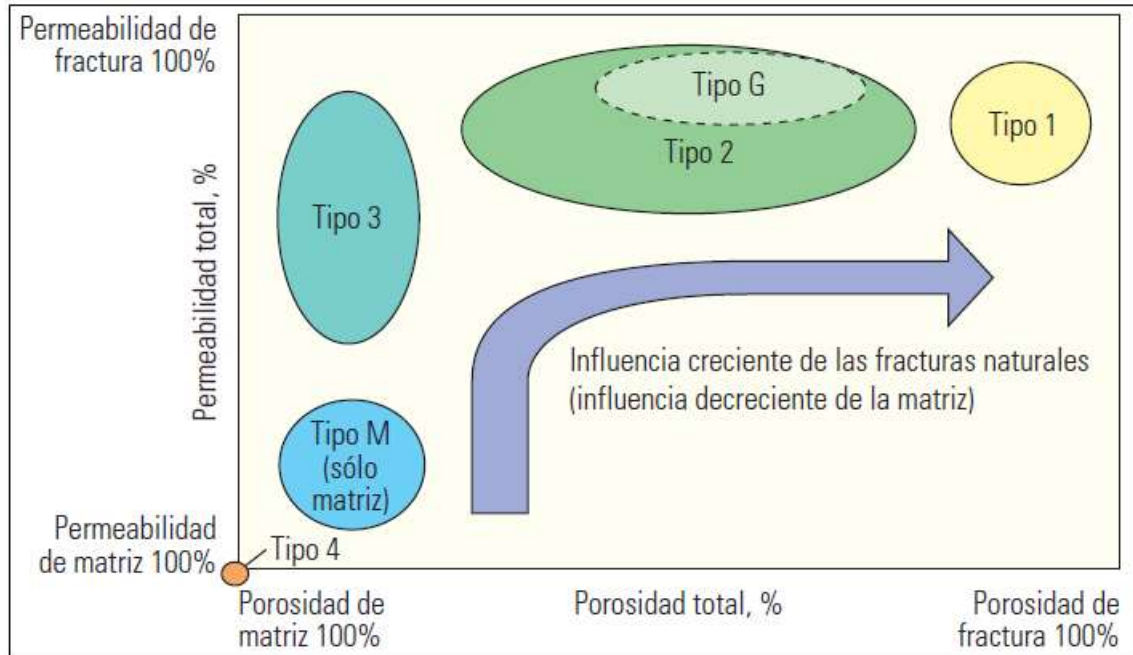


Fig. 1.15 Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados (YNF) (Adaptado a partir de Nelson). [2]

Ahora se tratará de presentar en que proceso de recuperación entra el PPG.

1.5 Tipos de recuperación.

El tipo de recuperación de hidrocarburos es la forma en que se explotará el yacimiento, considerando para ello una planificación.

1.5.1 Recuperación primaria

Este comportamiento se basa en la producción que producen las fuerzas viscosas, gravitacionales, capilares, los factores que afectan el proceso de producción son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de los fluidos y las instalaciones de producción. En esta etapa vemos que hay una caída de presión, así mismo las propiedades del aceite, gas y agua empiezan a variar, por ejemplo el nivel del agua, y la relación agua-aceite.

1.5.2 Recuperación Secundaria.

En esta etapa se busca mantener la energía del yacimiento sin modificar sus propiedades como la viscosidad o densidad. Este fin se consigue mediante la inyección de fluidos inmiscibles. Se esperan factores de recuperación entre 30 y 50% del volumen original. [8]. El principal método de recuperación secundaria es

la inyección de agua, debido a que se cuenta con grandes cantidades de agua, por lo que resulta económica su implementación.

1.5.3 Recuperación Mejorada.

En esta etapa se busca modificar las características físico-químicas del yacimiento con el fin de proveer una mayor producción de hidrocarburos. Para ello se inyectan materiales ajenos al yacimiento, logrando obtener hasta el 70% en casos extraordinarios. [8]

Hoy en día se busca implementar EOR desde etapas tempranas de explotación de los yacimientos, con la finalidad de tener una mejor recuperación. Para lo cual se ha hecho un nuevo enfoque.

Los geles son utilizados para mejorar la eficiencia de barrido. Estos fluidos tienen alta viscosidad, por lo que pueden ayudar a taponar las zonas altamente permeable para prevenir la canalización de los fluidos inyectados y, por consiguiente, su irrupción temprana. Los geles también se pueden utilizar para reducir el volumen de agua que se produce junto con el aceite. [8]

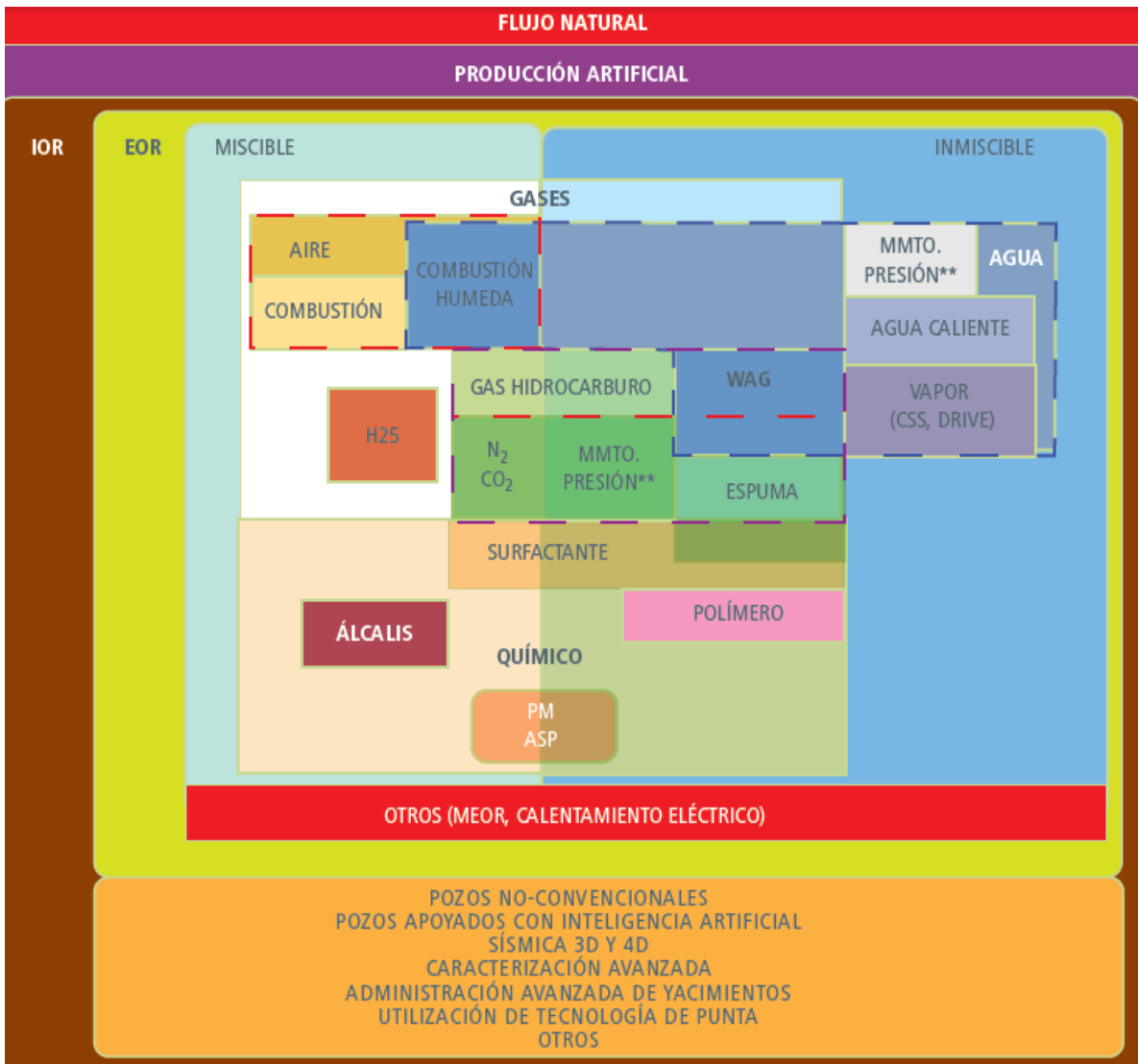


Fig. 1.16 Nueva propuesta de clasificación de los métodos de IOR-EOR. [8]

1.5.4 Diferencia entre IOR Y EOR.

EOR es la abreviación de Enhanced Oil Recovery, cuyo concepto hace referencia a cualquier proceso físico, mecánico o químico, que tenga como finalidad la recuperación del aceite residual. Basándose principalmente en mojabilidad, tensiones interfaciales y eficiencia de barrido.

IOR es la abreviación de Improved Oil Recovery, este es un concepto aplicado a cualquier proceso o conjunto de procesos que tienen como finalidad incrementar de forma económica el volumen de aceite recuperado. Incluyen tratamientos químicos, mecánicos y físicos. Esta recuperación se hace al aceite móvil como al

inmóvil, pudiendo considerar el drenaje gravitacional, heterogeneidades, diseño perforaciones, eficiencia de uso de datos, etc.

Aunque son dos conceptos parecidos, tiene una clara diferencia en su aplicación, por ejemplo un yacimiento puede no tener un tratamiento EOR pero sí uno IOR.

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

Los trabajos de laboratorio permiten conocer el comportamiento del PPG antes y después de llevarlo a casos de campo, con lo cual es posible mejorar la simulación del mismo en pro de tener una mejor recuperación de hidrocarburos. Este capítulo explicará algunos experimentos hechos con PPG en laboratorio y las conclusiones que se obtuvieron con ellos.

2.1 Métodos para reducción de la producción de agua.

Hilary Ogochukwu expone que los principales factores que se deben de tomar en cuenta para elegir algún método de reducción de agua son: aceite residual que queda en el yacimiento, viscosidad del aceite, la heterogeneidad, la fractura y la mojabilidad de la roca.

El primer factor es el aceite residual que queda en el medio poroso una vez que se ha iniciado algún método de recuperación, así, es posible considerar un método mecánico para controlar el agua a nivel pozo, dejando intacto el aceite residual o por el contrario, es posible inyectar un gel con características específicas a la formación para mejorar el barrido, con lo cual el aceite residual disminuirá. El segundo factores es la viscosidad del aceite, puesto que algunos métodos para el control del agua tienden a modificar las permeabilidades que tiene el sistema al agua y al aceite, las cuales están directamente relacionadas con la viscosidad. Con respecto a la heterogeneidad, el problema es que el agua prefiere fluir por las zonas de alta permeabilidad, ocasionando junto con la alta viscosidad del aceite una mayor producción de agua, dando como resultado problemas de interdigitación. Por último tenemos los problemas por fracturas y mojabilidad de la

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

roca, lo cual se da mucho en yacimientos naturalmente fracturados carbonatados, en donde las fracturas pueden conducir el agua disminuyendo la eficiencia de barrido, y por su lado la mojabilidad del aceite a la roca ocasiona que quede mucho aceite residual atrapado.

Los métodos para reducir la producción de agua pueden ser clasificados en mecánicos y químicos.

Métodos mecánicos: Existen varios métodos mecánicos, sin embargo no tiene una alta eficiencia cuando se trata de producción de agua debido a que se enfocan al pozo, como terminaciones múltiples, tapones de arena, pozos horizontales, entre otros.

Métodos químicos: Estos reducen la producción de agua inyectando productos químicos al yacimiento, como geles (in-situ, PPG), resinas, espumas, partículas inorgánicas y precipitadas. [20]

2.1 Gel como proceso de recuperación mejorada en medios fracturados.

El mejoramiento de las técnicas de recuperación de hidrocarburos hoy en día se ha hecho una tarea necesaria en los campos petroleros, en donde la declinación de la producción de aceite y el aumento de agua plantean nuevos retos a vencer.

Las fracturas se encuentran presentes de forma natural en las rocas, sin embargo la distribución y conexión de las mismas hacen que para algunos yacimientos cobre especial importancia. Los yacimientos naturalmente fracturados tienen una gran permeabilidad, además de que ayudan a generar porosidad secundaria. Sin embargo tiene el problema de que permiten la conexión de zonas de agua y gas prematuramente.

En México los yacimientos fracturados constituyen un gran porcentaje de las reservas de hidrocarburos, por lo cual se debe analizar cuidadosamente las técnicas que se implementarán para aumentar la producción en estos yacimientos, una técnica que se ha visto es viable es el uso de PPG, que son partículas de gel

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

que forman en la superficie y son colocadas directamente en el yacimiento, con la finalidad de reducir el corte de agua y mejorar el barrido de hidrocarburos.

El PPG es inyectado en las zonas de alta permeabilidad (fracturas), en donde trabaja como una barrera al flujo de agua pero permite el paso de aceite, con lo cual es posible crear un sistema más homogéneo evitando de esta forma el avance rápido del agua del yacimiento, además de que al formar una barrera contra el agua, hace que el agua empiece a barrer los hidrocarburos localizados en la matriz y que debido a la alta permeabilidad de las fracturas ya era considerado aceite remanente.

Otro beneficio de la aplicación del PPG es que nos permite controlar el avance del agua al crear un sistema más homogéneo en relación a la variación de la permeabilidad tanto lateral como vertical,

La importancia de la consideración de los medios fracturados tiene un fundamento tanto técnico como económico, por un lado nos permite desarrollar un campo de forma integral para que obtengamos el mayor factor de recuperación posible, considerando tipos de terminación, sistemas de recuperación mejorados y diseño de instalaciones, en el aspecto económicos nos permitirá disminuir las pérdidas ocasionadas por perforaciones mal diseñadas, al no explotar al máximo las fracturas, al cementarlas, o al hacer un mal diagnóstico de reservas.

2.2 Características del gel de partículas preformado (Preformed Particle Gel) (PPG)

Tradicionalmente los geles in-situ han sido ampliamente estudiados, sin embargo una tendencia reciente es la aplicación de geles preformados ya que superan algunos inconvenientes inherentes a la gelificación in-situ como la falta de control sobre el tiempo de gelificación, la incertidumbre de la degradación del gel, el cambio composicional del gel en el yacimiento (debido a la sensibilidad físico-química, al pH, a la salinidad, a la variación de iones y a la temperatura),

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

penetración del gel en las rocas y la disolución del gel con el agua de formación. (Chauveteau, 2003; Bai, 2007). Las partículas de los PPG son partículas hidrofílicas que se preparan a partir de combinaciones de monómeros, agentes entrecruzante, y agentes de solución acuosa. Los monómeros de control inducen al control cinético de la descomposición, y degradación con el tiempo, induciendo con esto un retardo en el hinchamiento de las partículas. El retardo se controla mediante la selección del monómero. [21]

Comercialmente el PPG está disponible en varios tamaños incluyendo micro-, milímetros, (Coste, 2000; Bai, 2007). La elección del tamaño del PPG será hecha en función del tamaño de las fracturas principalmente. Recientemente partículas de gel submicro- y nano- ha sido sintetizadas y aplicadas en China para la inyección en yacimientos con entrecruzante. El microgel ha sido aplicado en aproximadamente 10 pozos de gas (Zaitoun, 2007). El gel submicro ha sido aplicado a más de 60 pozos (Cheung, 2007; Mustoni 2010). El tamaño milimétrico ha sido aplicado para reducir la permeabilidad en fracturas en un gran número de pozos en China (Liu y Bai, 2006, 2010).

Cuando el PPG hace contacto con el yacimiento, es posible que las partículas del PPG se hinchen pocas o cientos de veces su tamaño.

- a) Partículas del PPG seco.
- b) Después del contacto con el agua, el PPG es un tipo de polímero súper - absorbente.
- c) Las partículas se hinchan y deforman controlando total o parcialmente el flujo de fluidos en las fracturas.



Fig. 2.1 Partículas de PPG antes (a) y después del hinchamiento (b).[22]

A continuación se mostrarán algunos datos históricos del desarrollo del PPG en el mundo desde 1997.

- Desarrollo de geles de polímeros-arcilla en el 2007: Sintetizado a partir de un monómero, agente entrecruzante, y arcilla (Bai, 2007), el radio de hinchamiento pueden ser controlado a partir de uno a cientos de veces el volumen de agua de formación, pudiendo resistir temperaturas de hasta 120 °C. Este ha sido el PPG más utilizado en China desde 2009.
- Creación de partículas similares al caucho: Estas tienen las características de ser blandos y deformables. Sintetizado a partir de la copolimerización de monómero A y monómero B, en el que A es uno o más insolubles en el agua, monómeros saturados de dieno, y el monómero B es un compuesto con una estructura de éster o alqueno. Este producto demuestra una excelente deformidad, elasticidad, estabilidad con temperaturas de hasta 120 °C. No se hincha en agua. Fue propuesto para fluidos profundos, el producto se aplicó en muchos pozos pero no fue desarrollado debido al alto costo. (Wang, 2011; Zhu, 2008)
- Desarrollo de PPG con baja tensión superficial: Cui planeó utilizar partículas de geles como agentes desplazantes para reducir la saturación de aceite

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

residual, por lo tanto desarrollo una nueva partícula de gel con una estructura molecular consistente en dos redes 3D de entrecruzante y cadenas de polímero ramificados en estrella. Después de la inmersión en salmuera, la dispersión del PPG actúa tanto como un polímero absorbente y un polímero soluble en el agua, lo que resulta en una dispersión similar a la de un núcleo viscoelástico deformable envuelto por una masa líquida viscosa. Pruebas de laboratorio muestran que la estructura de la red puede incrementar la resistencia del PPG a la temperatura y la salinidad. (Cui, 2011).

- Desarrollo de PPG con Fuerza-ajutable: Bai y Liu desarrollaron un nuevo tipo de termo-degradable partícula de gel. La partícula inicialmente es de tamaño milimétrica, por lo que puede ser usada para conectar fracturas, en los canales de las fracturas o cerca del pozo. Sin embargo, este puede degradarse en un microgel o polímero viscoso, que permite que fluya fácilmente en lo profundo del yacimiento para una movilidad.(Bai and Liu (2013)
- Desarrollo de PPG de Haliburton: La compañía Haliburton evaluó el super-absorbente polímero WSP para un mejor control. El producto fue desarrollado inicialmente para pérdidas de fluidos de control. El tiempo de hinchamiento de la partícula puede ser controlada hasta por 3 horas. (Brink, 2009).

En resumen, una gran variedad de partículas de gel preformado han sido desarrolladas para condiciones físico químicas muy particulares, algunas de sus características más sobresalientes son las siguientes:

- Hinchamiento del PPG: El hinchamiento del PPG puede variar dependiendo de los elementos con que es hecho un PPG, pero se ha visto que de forma general el PPG seco al hidratarse puede aumentar de 10 a 100 veces el tamaño original. En nuestro caso, encontramos experimentalmente que el PPG se hidrato 9.58 veces su longitud y 341.4 veces su peso.

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

- El tamaño del PGG se ajusta a las características requeridas: El PPG es un gel deformable por lo que puede ser introducido en fracturas que tengan un menor diámetro que el tamaño de la partícula del PPG. Experimentos demuestran que partículas del PPG hinchado pueden pasar por poros con solo 0.175 veces el diámetro del PPG hinchado (Bai y cols, 2007), sin embargo el PPG tiende a formar una capa de tan solo unos milímetros en la capa de la roca, por lo que el PPG no penetra en zonas con unos cientos de milidarcies.
- Resistencia a la concentración de sal: La mayoría de PPG's resisten todo tipo de sales y concentraciones. Sin embargo Bai y Li [22] hacen experimentos en donde determinan que el principal efecto de la salinidad en el PPG es en la capacidad de hinchamiento, ya que la capacidad de hinchamiento decrece con el aumento de la concentración de sal. La figura 2-2 muestra la variación del hinchamiento del PPG con respecto a la concentración de sal.

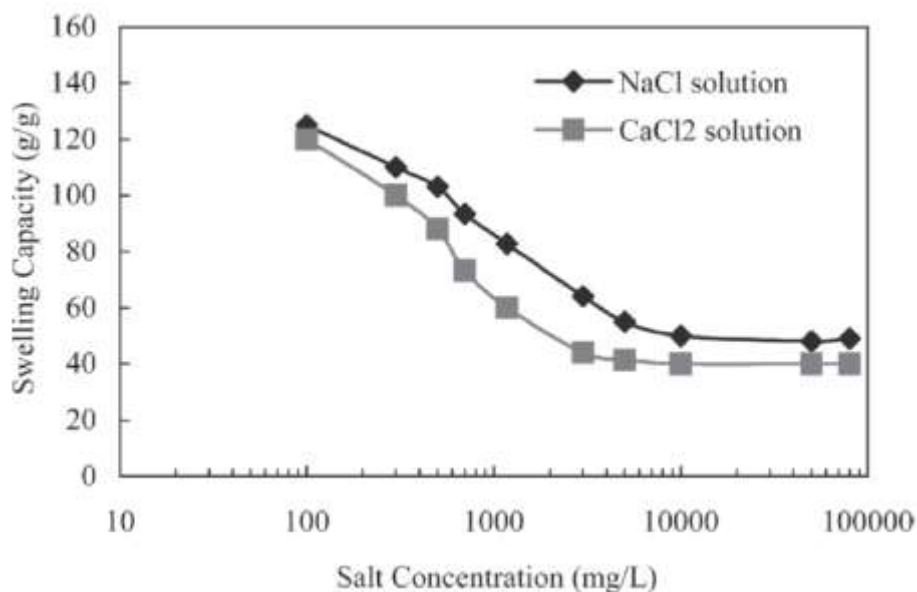


Fig. 2.2 Efecto de la concentración de sal en la capacidad de hinchamiento del PPG.[23]

Abdulmohsin realiza un experimento en donde usa un PPG comercial que le da los siguientes de la tabla 2-1 :

Tabla 2.1 Medidas de hinchamiento y resistencia del PPG [14]

Mediciones de hinchamiento y resistencia del gel			
No	Concentración de salmuera: NaCl %	Radio de hinchamiento	G' (Pa)
1	0.05	165	515
2	0.25	80	657
3	1	50	870
4	10	25	1300

- Estabilidad térmica: En los pozos en que se ha trabajado con PPG se ha visto que el PPG puede durar más de un año bajo temperaturas de 140 °C (284 °F). La figura 2-3 muestra la capacidad de hinchamiento de diferentes composiciones de PPG a diferentes temperaturas e indica que la capacidad de hinchamiento aumenta con un incremento de temperatura. El significativo aumento de capacidad de hinchamiento se produce a la temperatura de 60 °C o más altas. [23]

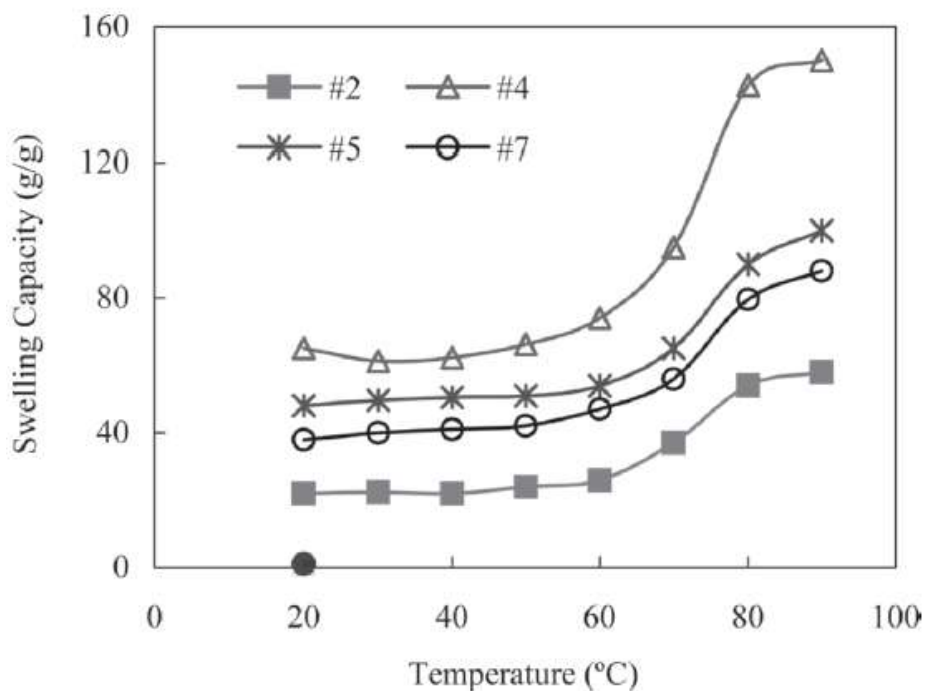


Fig. 2.3 Efecto de la temperatura sobre la capacidad de hinchamiento del PPG. [23]

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

- Control de hinchamiento: El hinchamiento del PPG puede ser controlado a partir de unos minutos o hasta 20 días según sea requerido en el yacimiento. [22]
- Efecto del pH en las propiedades del PPG: Bai y Li demuestran experimentalmente que en condiciones ácidas, la capacidad de hinchamiento aumenta con un aumento de pH y se acerca a un valor estabilizado a pH=6.0. En condiciones básicas, el efecto del pH sobre la capacidad de hinchamiento es indetectable.

La tabla 2-2 muestra una comparación entre el PPG y el Gel convencional.

Tabla 2.2 Comparación entre el PPG y el Gel convencional. [22]

	PPG	Bukl Polymer Gel
Reacción química	Partículas manufacturadas, no hay reacción in-situ.	Afectado por la interacción de las rocas y el fluido del yacimiento.
Condición con el agua	Suspensión, baja viscosidad	Altas concentraciones, alta viscosidad.
Resistencia a la temperatura	120 °C	Depende del polímero, usualmente debajo de 90 °C
Resistencia a la salinidad	Cualquier sal y concentración	Depende del polímero, más sensible a cationes divalentes
Posible daño a la formación	Partículas pequeñas, entrada selectiva a zonas de alta permeabilidad o intervalos	Como hay una inundación del gel, se puede formar en zonas de baja permeabilidad.

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

Preparación de los fluidos	Agua	Ningún inconveniente con el agua	Usualmente requiere agua dulce
	Mezcla	Rápida, buena dispersión.	Entre 30-60 minutos
	Esquema de inyección.	Bache, inyección alternada de PPG/W	Consecutiva, bacheos alternados de W/químicos no permitido.
	Costo	Una composición	Polímero + Crosslinker + Aditivos
	Medio ambiente	Amigable (agua salada)	Agua dulce es requerida usualmente.
	Monitoreo de la presión como un indicador durante la inyección.	Buen diagnóstico para un ajuste de tamaño de partículas,	No hay diagnóstico para el comportamiento del gel.

2.3 Trabajos de laboratorio y aplicaciones de campo.

Bai y cols. [23] hacen un análisis de la capacidad de hinchamiento y el módulo elásticos para evaluar la calidad del PPG, considerando la salinidad, el pH y la temperatura para ello. Presentado gráficamente sus resultados. Además muestra criterios para selección de pozos que tienen posibilidades de ser efectivos al aplicarle el PPG.

Seright y cols. en 1995 plantea que se debe de tener cuidado con la aplicación de geles en los yacimientos fracturados. Por un lado se considera como un éxito si se logra aumentar la conductividad – permeabilidad de las fracturas, así mismo menciona que la modificación de la viscosidad de los geles afecta directamente en la inyección de los mismos, por lo que un gel con una viscosidad baja podría tener un mayor alcance en las fracturas. Otro aspecto importante planteado es

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

que las fracturas que existan en el yacimiento deben de permitir el flujo del aceite pero si estas fracturas se encuentran conectadas con un acuífero o una capa de gas, las fracturas drenarán también estos, ocasionando una temprana presencia de estos elementos.

Harris y cols. [24] trabajaron con un estudio de las propiedades geológicas, de hidratación y entrecruzamiento que afectan a los geles. Tratando de simular las condiciones de yacimiento, además tratan de medir las propiedades reológicas de un gel. En este experimento se encontró que la viscosidad depende del grado de hidratación del polímero.

Seright y cols. [25] Propone un modelo para la inyección de geles en fracturas y plantea que es mejor inyectar geles con un elevado peso molecular, pues con estos es posible tener un mayor acceso a las fracturas y resulta más rentable.

Un aspecto importante encontrado en este trabajo es que los geles tienen una deshidratación que depende del ancho de la fractura, lo cual puede ocasionar un comportamiento no esperado al retardar el efecto del gel, además también menciona que una vez que se excede una presión límite el gel es insensible al gasto de inyección, por lo que para lograr la mejor inyección de geles se debe de utilizar el gasto más alto posible.

Hao Zhang y cols. [13] desarrollaron un modelo experimental transparente para ver la propagación de PPG a través de fracturas, observaron que el PPG se propaga en forma de pistón durante la inyección. Concluyendo que los factores que afectan en la inyección del PPG y el bombeo del PPG en las fracturas son el ancho de fractura y la velocidad de flujo. Además de ver que la inyección disminuye con el aumento de la concentración de salinidad. Usaron un PPG super absorbente comercial, en donde el principal componente fueron sales de potasio y realizaron 12 pruebas para corroborar sus resultados.

Ali y Hao [26] describen los resultados de la inyección de PPG en dos modelos de fractura y paquete de arena donde los resultados experimentales se utilizaron para

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

desarrollar y validar modelos mecanicistas para diseñar y optimizar el flujo inyección de gel. Usan un PPG compuesto por sales de potasio.

Abdulmohsin Imqam y cols. [14] exploraron varios factores que afectan la inyektividad y la eficiencia del bombeo del PPG en los conductos. Llevaron a cabo varios experimentos para determinar el tamaño de la abertura de los conductos y la eficiencia de bombeo. Los resultados mostraron que el gel débil tiene una menor presión de inyección a lo largo en comparación con el gel firme. El factor de resistencia aumentó a medida que la concentración de salmuera y el tamaño de la abertura del conducto aumentan. El PPG puede reducir significativamente la permeabilidad de un conducto abierto y su eficiencia de taponamiento dependiendo en gran medida de la resistencia de las partículas y el tamaño de la abertura del conducto. El tamaño de partícula de PPG se redujo durante su transporte a través de los conductos. Los resultados experimentales confirman que la reducción del tamaño fue causado por la deshidratación y la descomposición. Esta investigación proporciona información valiosa sobre el diseño de mejores tratamientos de gel de partículas milimétricas destinados a ser utilizados en grandes aberturas, incluyendo fracturas abiertas, cuevas, agujeros de gusano, y conductos.

En el 2010 PPG's de tamaño milimétrico fueron aplicadas en 2.000 pozos aproximadamente para reducir canales de flujo por inyección de agua (Liu y Bai 2010), además de que La Occidental Oil Company (Pyziak, 2007) y Kinder-Morgan (Laekin, 2008) también utilizaron un producto similar para controlar avance de CO₂ para sus áreas de inundación de CO₂ con prometedores resultados.

Hasta la fecha, aproximadamente 4000 pozos han sido tratados usando PPG o combinaciones de PPG con otros geles en China, abarcando yacimientos de arenisca y yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados con temperaturas desde 20°C hasta 120°C y formaciones de aguas salinas desde 2 000 mg/l hasta 280 000 mg/l.

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

Ahora se presentarán algunos ejemplos de campo de la aplicación del PPG.

La grafica 2-4 muestra el comportamiento de 24 pozos productores antes, durante y después de tratamiento. Antes del tratamiento de PPG, la producción de aceite disminuye y el de agua incrementa, inmediatamente después de que el gel es inyectado se observa un cambio en el comportamiento de la producción tanto de agua como de aceite. El incremento acumulativo de aceite es de casi 15 000 toneladas en marzo del 2005, de los cuales, 113 toneladas son debidas al PPG. [21]

El periodo anterior a la inyección del PPG y el inicio de la inyección se encuentran comprendidos entre agosto y septiembre del 2003, y el término del tratamiento se encuentra entre enero y febrero del 2004.

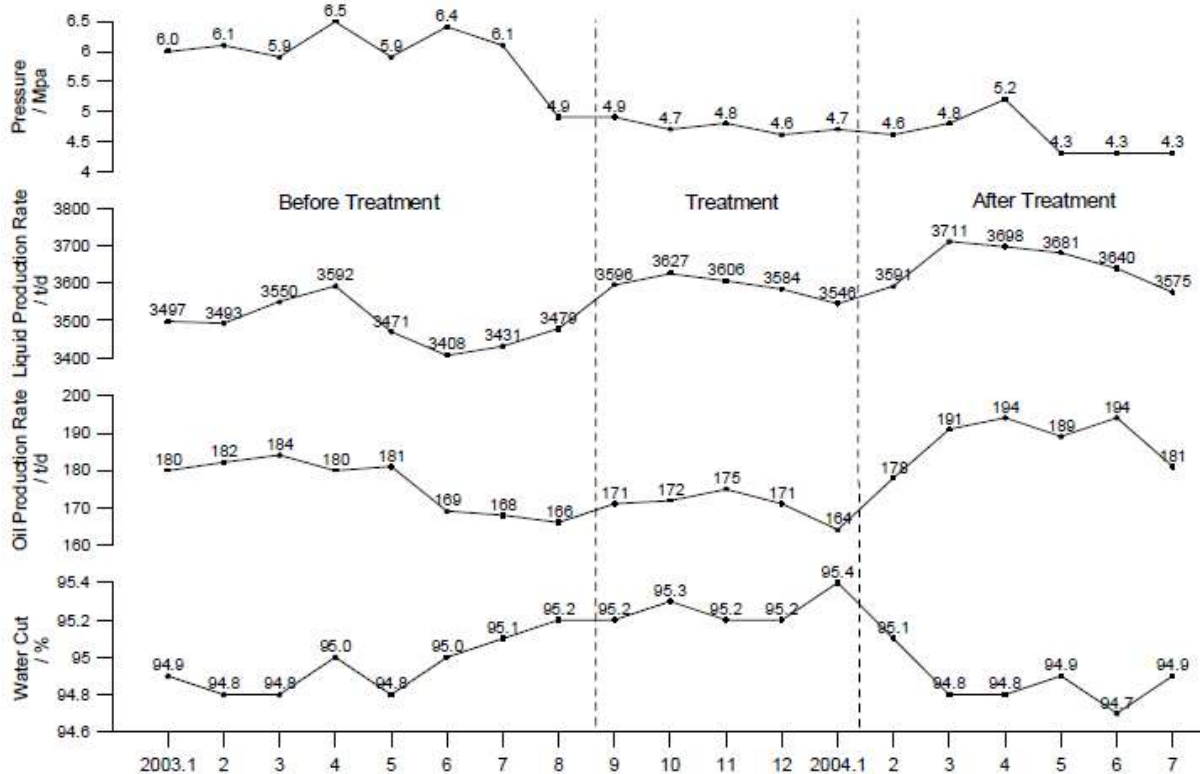


Fig. 2.4 Curvas de producción de 24 pozos conectados [21]

Como se puede ver en las gráficas, tenemos un aumento de producción, en donde con la aplicación del PPG es posible observar un aumento de producción de aceite y una disminución del corte de agua.

2.3.1 Aplicaciones de PPG para el control de agua en el yacimiento con condiciones de alta salinidad y temperatura.

El uso de PPG para control, se inició en 1997 por RIPED, PetroChina. El primer gran volumen de tratamiento de PPG fue aplicado en el campo petrolero Zhongyuan, por SINOPEC, en 1999. El yacimiento seleccionado tenía serias condiciones, como alta temperatura (107 °C) y alta salinidad (150 000 mg/ml).

La figura 2-5 compara el cambio en la producción de aceite antes y después del tratamiento. Después del exitoso tratamiento, los tratamientos de PPG empezaron a dominar como tecnología para el control en los yacimientos.

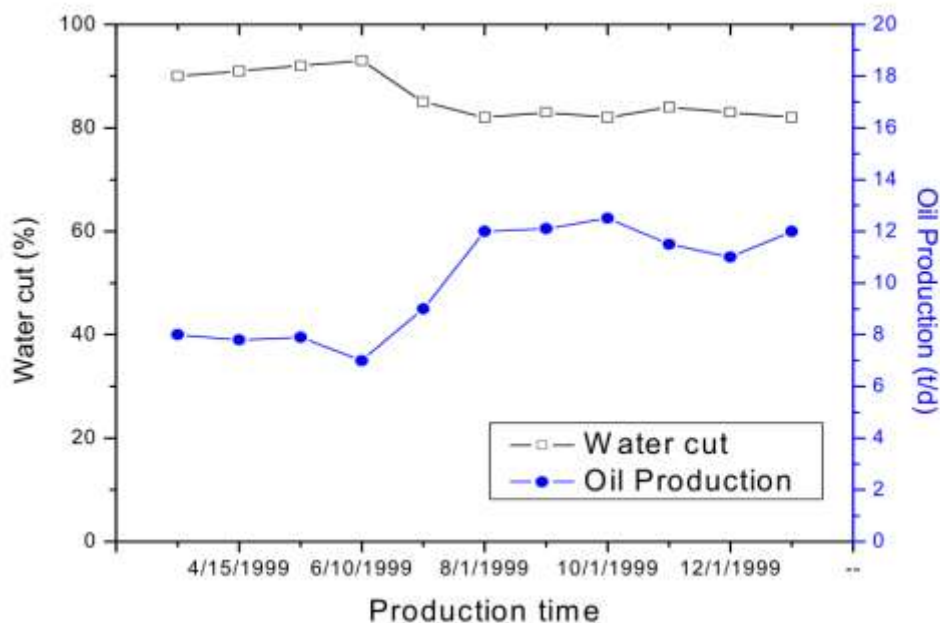


Fig. 2.5 Curva de producción antes y después del tratamiento de PPG. [22]

2.3.2 Aplicación en yacimientos con capas gruesas de arenisca.

El primer tratamiento de PPG en el campo Daqing de PetroChina se llevó a cabo en el pozo inyector Xing-7-24 perteneciente al campo Xingbei. Este yacimiento tenía una severa heterogeneidad vertical, temperatura de 45 °C y salinidad de 4,500 mg/L, la profundidad fue entre 890 m y 1051.4 m. La permeabilidad inicial fue mayor de 1200 m. [21]. El pozo se cambió de productor a inyector de agua en noviembre del 1992, teniendo 763 758 m^3 en agosto del 2000. Cuatro pozos adyacentes se encontraban conectados a este pozo, con un total de 700 m^3/d de gasto y un promedio de corte de agua de 90%

Las pruebas mostraban que cerca del 85% del agua inyectada pasaba directamente a través de las zonas de alta permeabilidad, que ocupan menos de 1/5 del total del espesor.

Se inyectó un total de 3 100 m^3 de PPG en tres periodos. Cuando el PPG fue inyectado, la presión de inyección aumentó gradualmente, pero cuando se cambió a inyección de agua la presión disminuyó, lo que indica que el agua inyectada pudo haberse desplazado con parte del PPG lejos del pozo, sin embargo los resultados esperados no se vieron afectados por dicho desplazamiento.

Después del tratamiento se observó lo siguiente.

- La presión de inyección aumentó de 5.0 MPa a 11.6 MPa
- Las pruebas de potencial demostraron que el área heterogénea había sido controlado, lo cual indica que el PPG ayuda a mejorar el barrido del aceite por el agua al disminuir los conductos de alta permeabilidad, haciendo un yacimiento más homogéneo.
- Se incrementó cerca de 2 400 toneladas de aceite con una disminución de 8% en el corte de agua.

2.3.3 Aplicación en Yacimientos con severa producción de arena.

Dos pozos fueron seleccionados (Bin 24-4 y Bin 24-17) para el tratamiento de PPG en el campo Shingli de SINOPEC en 1999, en el yacimiento Shangdian. Este yacimiento es de arenisca con bloques fallados, en donde se tiene una gran producción de arena. Los espesores productores son llamados S3 y S4. El S3 tiene un promedio de 4.6 m de espesor, una permeabilidad de 2 a 6 D, una porosidad de 31%, la viscosidad del aceite está entre 58 y 148 mPas. En el caso del S4, el espesor es de 1.6 m con una permeabilidad de 0.04 a 0.5 D, una porosidad promedio de 25% y tiene un aceite con viscosidad de 7 731 mPas. [21]. Se tiene en promedio un corte de agua del 90% y una alta salinidad.

Las siguientes tablas muestran los datos de producción de los pozos antes y después del tratamiento con el PPG.

Tabla 2.3 Producción de los pozos Offset de Bim- 24-4 [21]

Producción de los pozos Offset de Bim- 24-4			
Pozo productor	Fluido producido (t/d)	Producción de aceite (t/d)	Corte de agua (%)
B24-1	193	10.3	94.7
B24-3	67.7	2.3	95.8
B24-10	130	7	94.6
B24-2	53.2	8.4	84.3
B24-5	24.4	3.7	84.8

Tabla 2.4 Producción de los pozos Offset de Bim- 17 [21]

Producción de los pozos Offset de Bim 24- 17			
Pozo productor	Fluido producido (t/d)	Producción de aceite (t/d)	Corte de agua (%)
B24-9	29.7	2.8	90.4
B259	37.9	2.8	92.7
B24-15	72.1	6.2	91.4
B24-14	15.1	4.1	76.1

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

Tabla 2.5 Resultados de producción después de 8 meses del tratamiento [21]

Resultados de producción después de 8 meses del tratamiento.				
Pozo productor	Fluido producido (t)	Producción de aceite (t)	Corte de agua (%)	Incremento de producción de aceite (t)
B-24-3	45.4	2.5	94.4	731
B-24-10	167	10.3	93.8	728
B-24-9	30.4	3.3	89.2	210
B-24-15	107	11.2	89.6	1138
B-24-14	8.6	3.9	54	62
Total	358.4	31.2		2278

Se observa que el promedio de corte de agua decrece y que la producción de aceite se incrementa a una producción total acumulada de 2278 toneladas en un periodo de 8 meses.

Las figuras 2-6 y 2-7 muestran una comparación del corte de agua antes y después del tratamiento con el PPG para dos pozos.

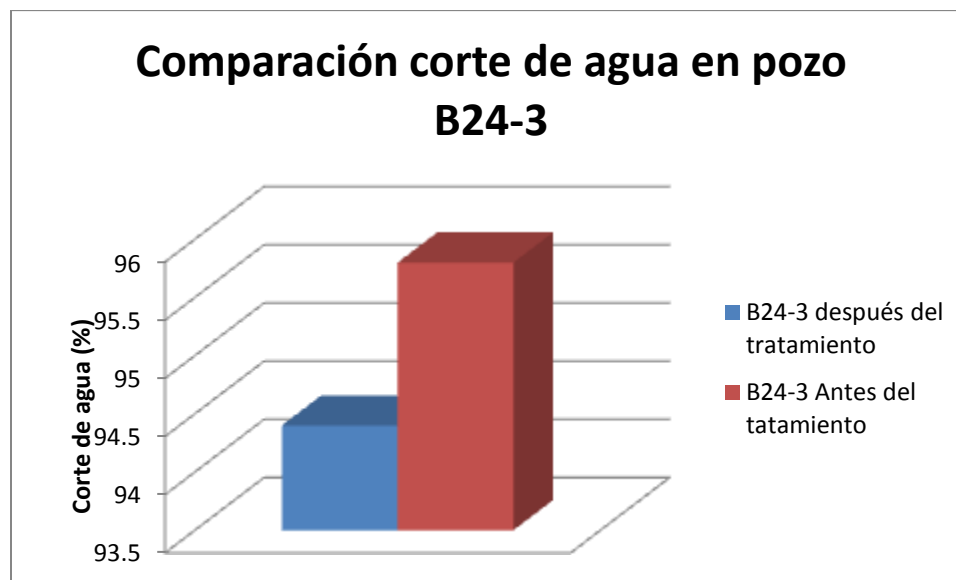


Fig. 2.6 Comparación de corte de agua del pozo B24-3 antes y después del tratamiento de PPG.

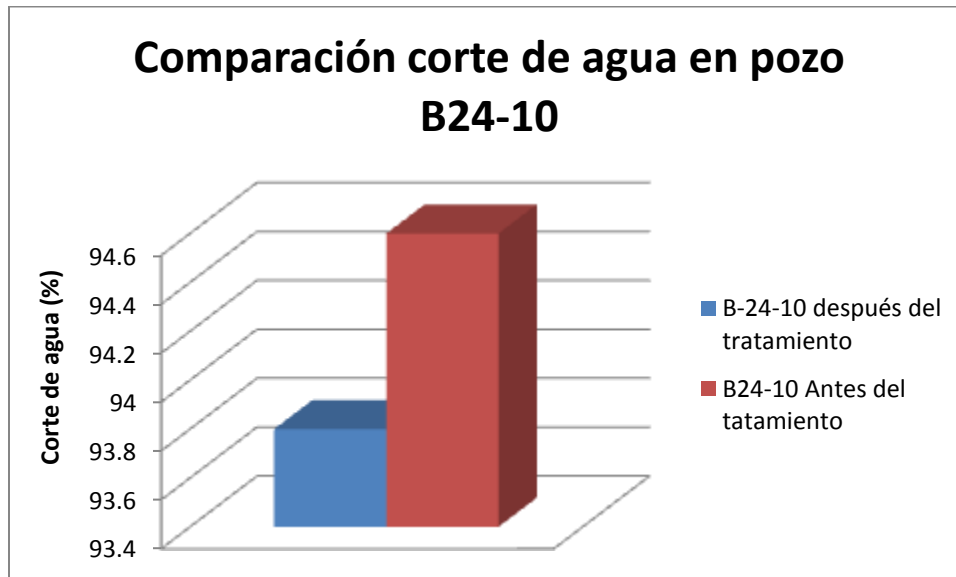


Fig. 2.7 Comparación de corte de agua del pozo B24-10 antes y después del tratamiento de PPG.

2.3.4 Aplicación en Áreas de inundación de polímeros.

El área de tratamiento contempló a 4 pozos inyectoros en el yacimiento LMD, del campo Daqing de PetroChina.

El pozo 6-P173 inició la inyección de polímeros en febrero de 1999 y un total de $31.57 \times 10^4 \text{ m}^3$ de una solución a 1000 ppm antes del tratamiento del PPG. Sin embargo no se obtuvieron los resultados que se esperaban por lo que se optó por un tratamiento con PPG.

En la figura 2-8 se comparan las caídas de pruebas de presión en los pozos 4-P163 (campo Daqing, PetroChina) antes y después del tratamiento con PPG. La presión decrece rápidamente antes del tratamiento, lo que indica la presencia de fracturas muy conductivas, después del tratamiento hay un mantenimiento en la presión, lo cual indica que los canales han disminuido su permeabilidad de manera efectiva. [21]

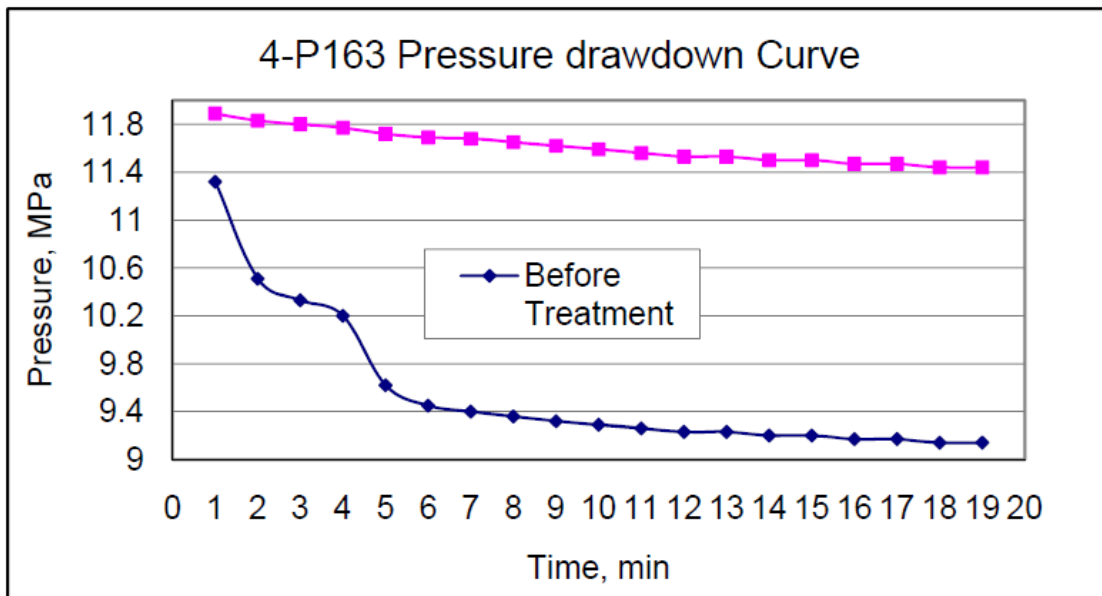


Fig. 2.8 Comparación de caída de presión en el pozo 4-P163 antes y después del tratamiento de PPG. [21]

La producción de aceite aumento y el corte de agua disminuyo en el pozo 4-P163 (campo Daqing, PetroChina) como resultado del tratamiento con PPG.

La figura 2-9 compara el gasto de aceite y la producción de agua en 11 pozos interconectados del campo Caqing, PetroChina antes y después del tratamiento del PPG. En donde en promedio hay un incremento de 3.8 toneladas de aceite y el agua se reduce en 2.8 %. [21]

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

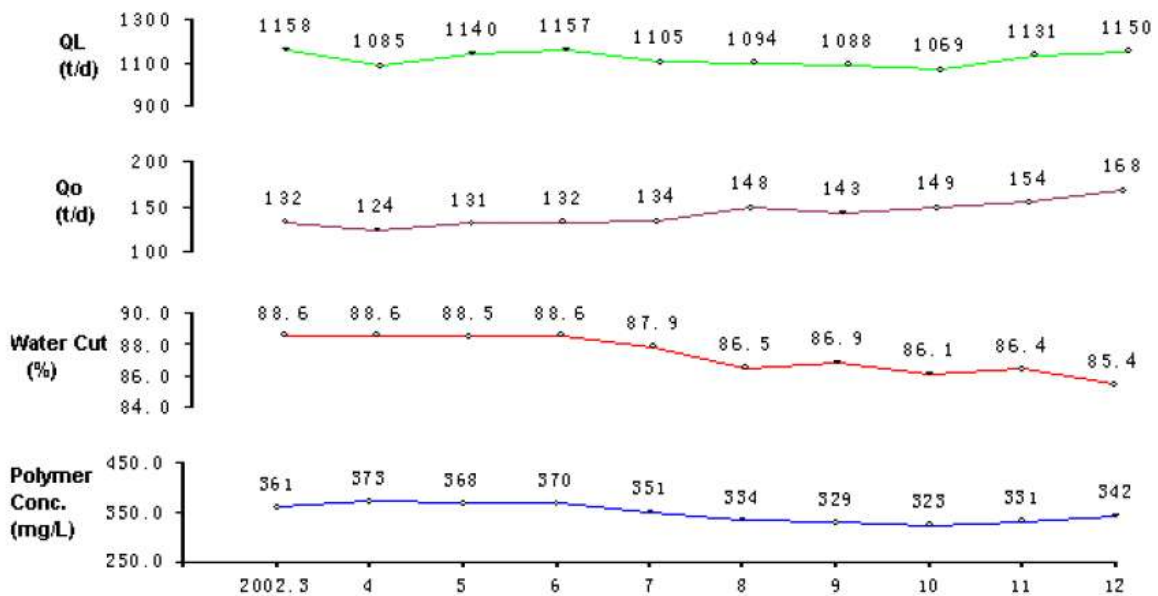


Fig. 2.9 Curvas de producción de los pozos productores en un tratamiento a 4 pozos [21]

2.3.5 Remediación de canales súper-conductivos y grandes fracturas usando PPG combinado con gel débil.

Se ha encontrado que mientras tratamientos de PPG solos no remedian efectivamente los canales de super-permeabilidad y grandes fracturas. Muchos campos como el Dagang, Zhongyuan, y Shengli, han utilizado combinaciones con geles débiles para incrementar los resultados de PPG. Por ejemplo en el 2003, ocho pozos fueron tratados en Wen 12 del campo Zhongyuan con el método combinado (Li 2005). Decidieron utilizar la tecnología de combinación. El gel débil fue compuesto por 0.12% HPAM y 0.05%-0.08% de agente entrecruzante y la concentración de PPG fue de 2500 ppm – 5000 ppm, con partículas del tamaño de 1mm a 5 mm. Un total arriba de 7400 m³ fueron inyectados. Después del tratamiento, la producción de aceite creció de 150 t/d a 190 t/d y declino a un gasto de decremento del 30.34% a 27.57%. Wang y Yuan usaron la tecnología combinada en yacimientos con fracturas de baja permeabilidad en el campo Changqing. El yacimiento estaba a 60 °C, la salinidad del agua de formación era de 88 260 ppm. Dos pozos fueron tratados: Pan 59-28 y Pan 49-28. El volumen

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

total de agente bombeado fue 950 m^3 . La concentración de PPG fue de 0.4%, con partículas de tamaño de 0.5-2.0 mm, y la concentración de polímero del gel in-situ fue 0.35%. Durante la inyección, la presión de inyección aumento en 2.5 MPa. La producción de aceite incremento a un total de 3564 toneladas dentro de los 13 meses de tratamiento. En Pan 49-28 el volumen total de agente inyectado fue de 850 m^3 . La concentración de PPG y polímero fueron las mismas que en Pan 59-28. Durante el bombeo, la presión de inyección aumento en 3.5 MPa. La producción de aceite se incremento a un total de 3 801 toneladas en los 14 meses de tratamiento [22]

2.3.6 Recuperación de aceite a nivel laboratorio.

Las siguientes gráficas muestran 3 experimentos realizados con modelos de 2 dos permeabilidades cada uno, uno de baja permeabilidad y otro de alta permeabilidad, para nuestro caso solo presentaremos solamente el resultado de la recuperación de aceite total. El contraste de permeabilidades es la relación de permeabilidades existente entre la mayor y la menor permeabilidad. El experimento consiste en saturar los núcleos con aceite, posteriormente se inyecta agua hasta que existe una producción de 100% del mismo y se tiene una presión estabilizada, después se inyecta el PPG, en este punto se inyecta agua y aceite para posteriormente calcular el factor de recuperación a estas condiciones, por último se vuelve a inyectar agua hasta que se tiene un corte de agua del 100% y se inyecta agua y aceite nuevamente, calculando el factor de recuperación a estas condiciones. Los resultados se muestran a continuación.

Para el modelo con contraste de permeabilidad de 44 tiene las siguientes características.

Tabla 2.6 Contraste de permeabilidad de 44 [20]

Contraste de permeabilidad de 44					
Permeabilidad (Darcy)	Tamaño de malla	Volumen poroso (l)	Porosidad (%)	Swi (%)	Aceite original (cm3)
Alta K-22.1	18-20	41.87	34.84	26	30.8
Baja k-0.5	100-120	20.72	20.72	12	21.8

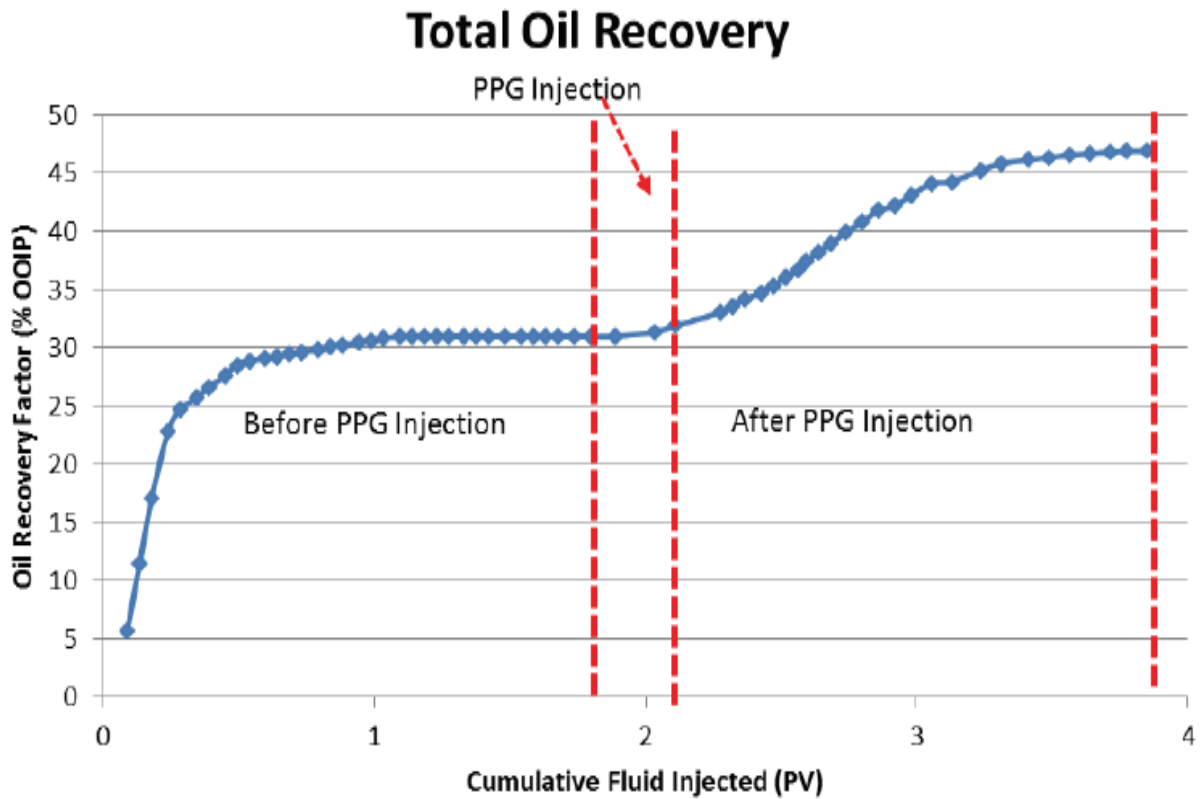


Fig. 2.10 Aceite total recuperado con contraste de permeabilidad de 44. [20]

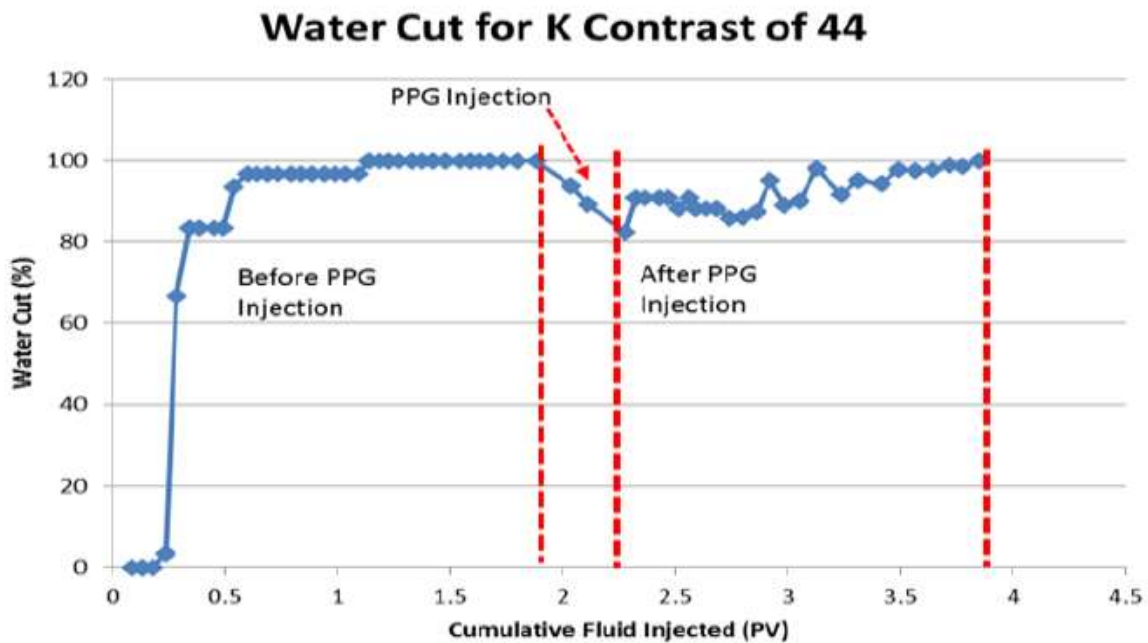


Fig. 2.11 Corte de agua para un contraste de permeabilidad de 44 [20]

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

Para contraste de permeabilidad de 20

Tabla 2.7 Contraste de permeabilidad de 20 [20]

Contraste de permeabilidad de 20					
Permeabilidad (Darcy)	Tamaño de malla	Volumen poroso (l)	Porosidad (%)	Swi (%)	Aceite original (cm3)
Alta K-22.4	18-20	32.6	30.72	27	21.93
Baja k-1.1	60-80	353.4	33.35	18	32.6

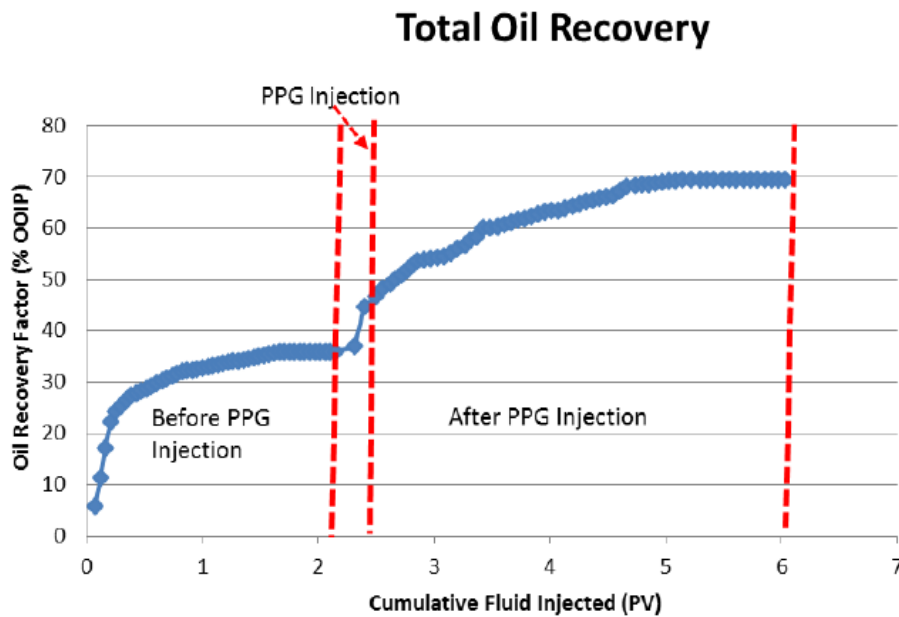


Fig. 2.12 Aceite total recuperado con contraste de permeabilidad de 20. [20]

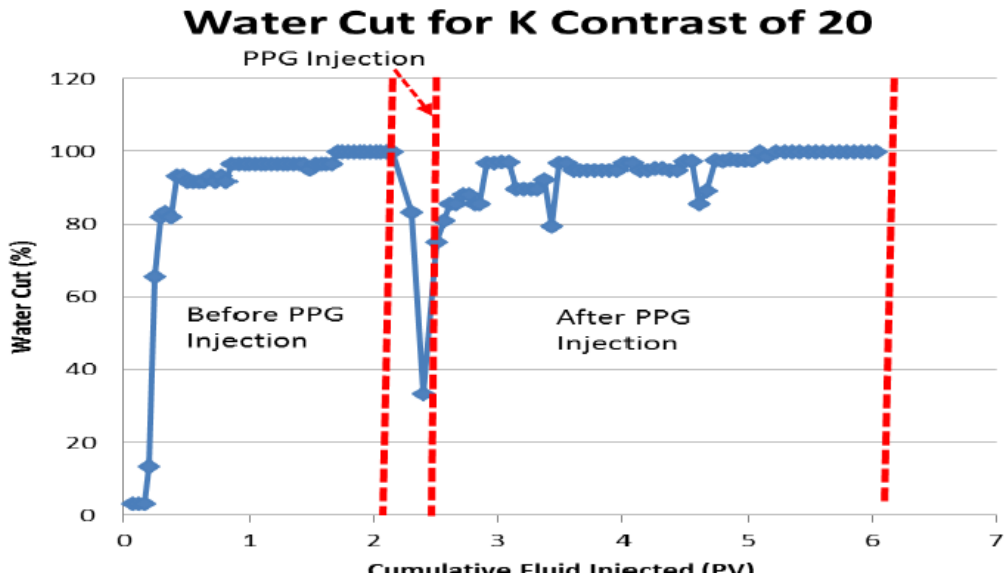


Fig. 2.13 Corte de agua para un contraste de permeabilidad de 20 [20]

Para contraste con permeabilidad de 4

Tabla 2.8 Contraste de permeabilidad de 4 [20]

Contraste de permeabilidad de 4					
Permeabilidad (Darcy)	Tamaño de malla	Volumen poroso ()	Porosidad (%)	Swi (%)	Aceite original (cm3)
Alta K-21.7	18-20	35.7	33.64	25	26.7
Baja k-6.2	18-20	39.6	37.31	8	36.6

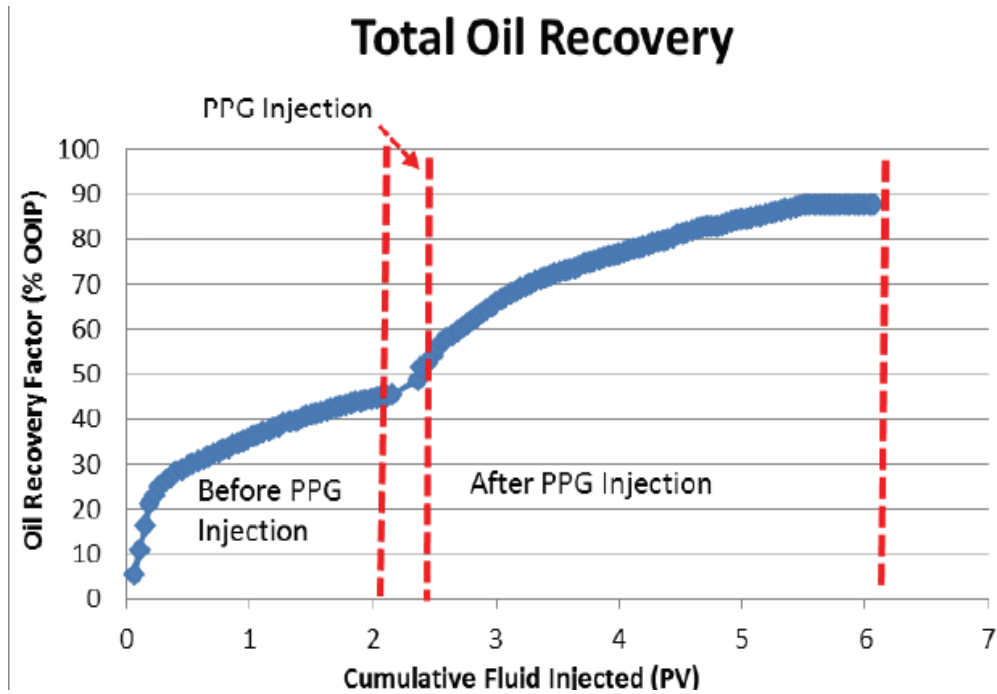


Fig. 2.14 Aceite total recuperado con contraste de permeabilidad de 4. [20]

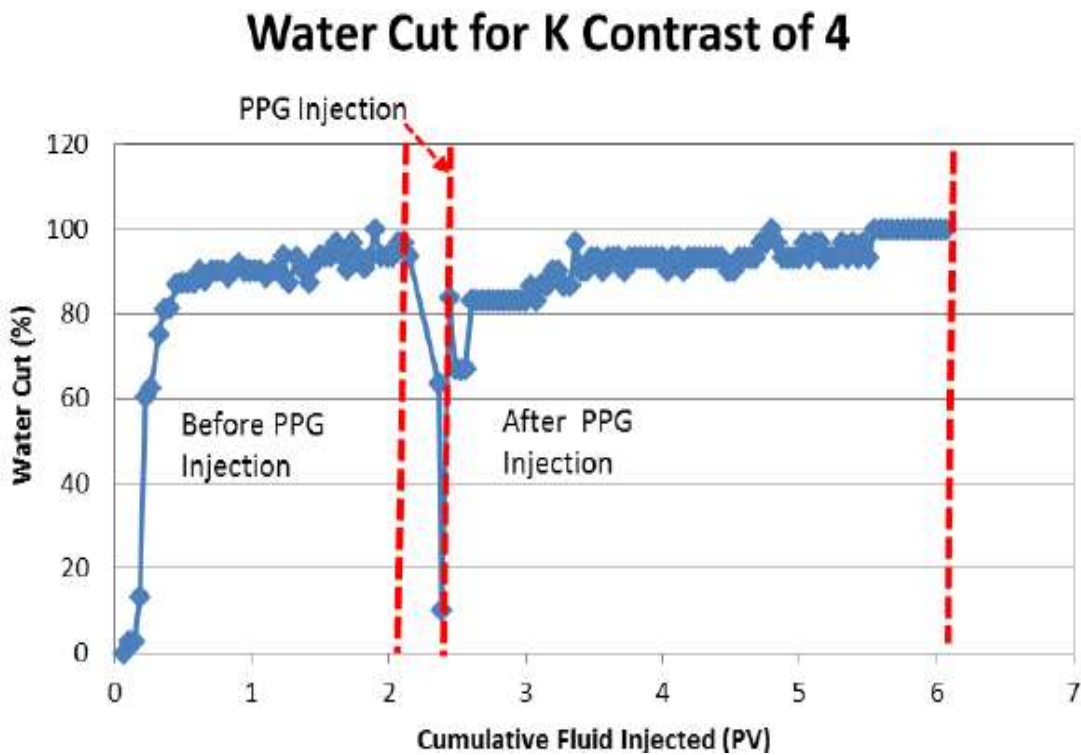


Fig. 2.15 Corte de agua para un contraste de permeabilidad de 4 [20]

Capítulo 2 Estado del arte del control de agua en yacimientos petroleros por medio de la inyección de partículas de gel preformado

Se puede observar que a diferentes contrastes de permeabilidades podemos encontrar una recuperación de hidrocarburos siempre que inyectamos el PPG, lo cual se debe a que el PPG al disminuir las zonas de alta permeabilidad aumenta la homogeneidad, teniendo como resultado un mejor barrido de los hidrocarburos que se encuentran en la muestra.

Capítulo 3 Desarrollo experimental

Con la intención ahondar en el conocimiento de las propiedades mecánicas y fisicoquímicas del PPG y su directa injerencia en la manera en que se desplazan los fluidos a través de él mediante la medición de la permeabilidad efectiva del aceite y la permeabilidad efectiva del agua, se realizaron pruebas de laboratorio que permiten observar el contraste entre la permeabilidad al agua y al aceite. Se debe hacer hincapié en que el concepto de permeabilidad efectiva al aceite y al agua es nuevo y se plantea en esta tesis como una manera de evaluar macroscópicamente la predisposición de este tipo de material (PPG) para dejar fluir selectivamente a cierto tipo de fluido. Es precisamente esta propiedad la que permite controlar el avance del agua, ya sea para fines de reducción de corte de agua o bien para mejorar el barrido de aceite en el yacimiento.

En este capítulo se muestra el material que se usó, algunas de sus características generales y la metodología experimental. Se ha empleado agua destilada y aceite estándar en el experimento con el objeto de tener un mayor control de los parámetros involucrados en el mismo.

3.1 Equipo y material.

El equipo experimental empleado en las pruebas de desplazamiento para mostrar la desproporción de la permeabilidad efectiva debido a la presencia de PPG es el siguiente:

- PPG.
- Aceite de baja viscosidad.
- Agua destilada.
- Celda.
- Medidor de presión.
- Bomba.
- 2 contenedores de fluido experimental.

- Tubing de alta presión.
- Equipo de cómputo.

3.1.1 Características del PPG.

El PPG utilizado es un producto de uso comercial, que cuando esta deshidratado es de color blanco y puede tener diferentes tamaños de partícula dependiendo de la presentación, una vez hidratado es transparente y su tamaño puede variar dependiendo el nivel de hidratación. Los usos del PPG son variados, desde refrigerantes debido a su capacidad para mantenerse en fase sólida a baja temperatura durante un mayor tiempo son usados en el transporte de alimentos, en la agricultura se usan mezclados con la tierra para que sean almacenadores de agua en zonas áridas, pudiendo tener en este caso una vida útil de hasta 5 años.

A continuación se muestran las principales características del PPG usado en el experimento.

Tabla 3.1 Principales características del PPG.

El volumen usado de hidratado el experimento de 8.3 cm ³ .	Nombre del Producto	Hidrogel 3005K2	PPG para fue	
	Identificación de la preparación	Copolimero de acrilamida acrilato de potasio.		
	Precauciones ambientales	No contamina el agua.		
	PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS	Forma		Polvo blanco
		Color		Blanco
		Olor		Alifático
		Ph		2.5-4.5 a 5 g/l
Punto de fusión		No aplica		
Punto de ebullición	No aplica			

La figura 3-1 es una foto del PPG hinchado.



Fig. 3.1 PPG hidratado

3.1.2 Características del aceite.

El aceite usado para la sección experimental fue un aceite comercial, escogido debido a su baja viscosidad, esto debido a que independientemente de las características del sistema poroso (mojabilidad, permeabilidad efectiva, tipo de roca), la recuperación de hidrocarburos es menor cuando se tiene una alta viscosidad en el aceite, pues a altas viscosidades la relación de movilidad entre el agua y el aceite aumenta, lo que provoca una menor recuperación de hidrocarburos. Tenemos un aceite de 41.6 °API, por lo que podríamos considerarlo como un aceite volátil, sin gas y con nulas concentraciones de componentes pesados. La tabla 3-2 muestra las características del aceite usado en los experimentos.

Tabla 3.2 Características del aceite.

Características del aceite	
Id.	WD-40

Estado físico	Líquido
Olor	Característico
Color	Líquido nebuloso color ámbar.
Densidad	0.817 gr/ml (21 °C)
Solubilidad en agua	Insoluble
Mezcla	Hidrocarburos, C9-C11, n-alcanos, isoalcanos, cicloalcanos, < 2% aromáticos.
Viscosidad	2.6 cp
Punto de ebullición	150 °C
Porcentaje de volatilidad	69.8% en peso

La figura 3-2 muestra al aceite usado en el experimento.



Fig. 3.2 Aceite de baja viscosidad

3.1.3 Características del agua tipo II.

Esta agua es recomendada para la mayoría de las pruebas analíticas y generales de laboratorio, tales como los análisis hematológicos, serológicos y microbiológicos; así como para métodos químicos en los que específicamente no se indique o se haya comprobado que requieren agua de calidad Tipo I. La ASTM especifica que el agua Tipo II sea preparada por destilación y como factor importante recomienda que esté siempre libre de impurezas orgánicas. Se ha elegido para el experimento con la finalidad de que disminuya los factores externos que modifiquen el comportamiento del PPG. A continuación se muestran las principales características del agua tipo II.

Tabla 3.3 Características del agua tipo II. (Especificaciones según la BS 3978: 1987)

Características del agua tipo II	
Conductividad eléctrica s/cm	0.1
Carbono orgánico total (mg/l)	50
Cloruros (mg/l)	5
Resistividad 25 °C Mohm	1
Sodio (mg/l)	5

3.1.4 Celda

La celda usada para el experimento es una celda en el interior cilíndrica, y en el exterior semicilíndrica, en los extremos laterales tienen una tapa que posee un orificio de aproximadamente 0.1 mm de diámetro por donde fluye el líquido inyectado. Sus dimensiones son de 8.30 cm^2 de área transversal de flujo, de 3.2512 cm de diámetro, 6.9 cm de longitud. La celda es transparente de material policarbonato para facilitar el monitoreo visual de las pruebas. Además dentro de la celda fue introducido un empacador con el afán de disminuir la cantidad de PPG utilizado, también tenía la finalidad de acortar la distancia por la cual atravesaba el fluido y así reducir el gradiente de presión que llegaba a ser del orden de 200 psi/cm. El empacador tiene una longitud de 5.9 cm y ocupa totalmente el área transversal de la celda. Este tipo de celda fue diseñada para soportar una presión máxima interna de 500 psi y temperaturas de hasta 100 °C.

A continuación se muestran imágenes del diseño de la celda y la imagen de la celda real.

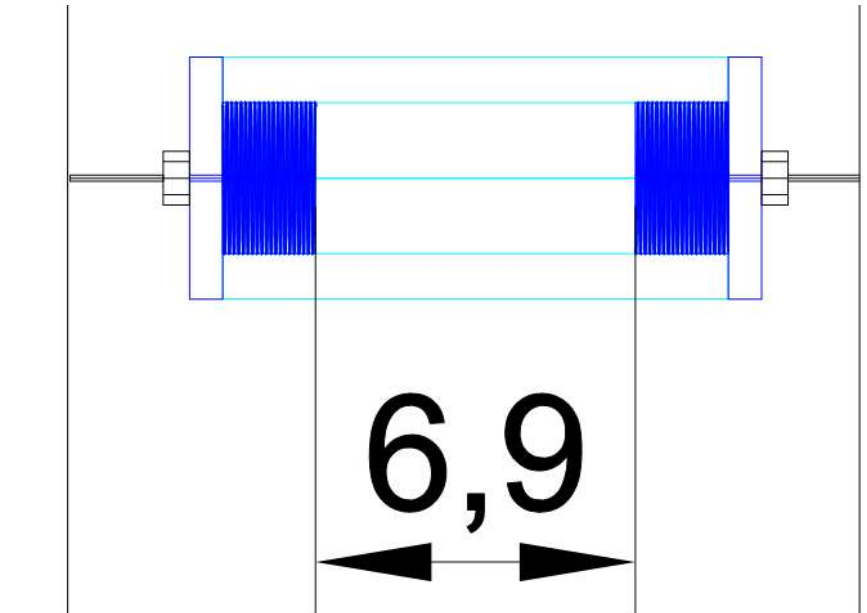


Fig. 3.3 Imagen de la celda transversal presentado la medd.ida de longitud

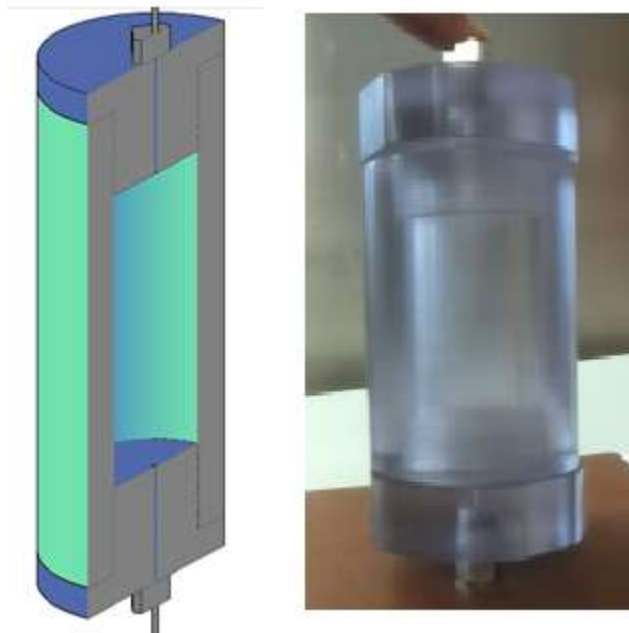


Fig. 3.4 Imagen de la celda de diseño y la usada en el experimento.

3.1.5 Medidor de presión.

El medidor de presión se encontraba localizado a la entrada de la celda, el cual nos permitió monitorear la presión, se encontraba conectado por medio de un tubing, el cual había sido debidamente purgado para evitar errores de medición por existencia de aire. Los datos del medidor de presión se muestran a continuación.

- Marca: Crystal Pressure
- Modelo: XP2i
- 0.1% en precisión de lectura.
- Precisión no afectada de -10 °C a 50 °C
- Rango de lectura: 0 a 5000 psi

Los datos que se obtienen se registraron con un software desarrollado para este fin.



Fig. 3.5 Medidor de presión.

3.1.6 Bomba

Esta bomba contiene dos pistones independientes que son controlados por un motor y un sistema de poleas. Tiene versatilidad en su uso pues se puede inyectar a presión constante o a gasto constante, es de la marca AMETEK CHANDLER ENGINEERING y modelo Quizix QX, que trabaja con válvulas electro-neumáticas y aire a una presión de 65-115 psi. Este dispositivo es comúnmente empleado en el laboratorio para hacer pruebas de desplazamiento en núcleos o tapones a alta presión, pudiendo trabajar con presiones de hasta 6000 psi.



Fig. 3.6 Bomba usada en las pruebas

3.1.7 Contenedores de fluidos experimentales

Son dispositivos cilíndricos cuya finalidad es proporcionar el fluido de interés al interior de la celda de desplazamiento. Este tipo de contenedores son llenados con un fluido de presurización cuyo nombre comercial es marcol y el fluido a inyectar

o de interés, los cuales no se mezclan debido a que el Contenedor tiene un embolo interno que los separa de forma mecánica. Tienen dos orificios uno inferior por donde se introducirá marcol y que es inyectado por la bomba Quizix para poder mover el embolo que impulsara el agua o aceite, y uno superior que permite el paso de los fluidos a las líneas y posteriormente a la celda que contiene al PPG.

Están hechos de acero 316 inoxidable, trabajando en un rango de temperatura de 0 a 250 °F, tienen una capacidad de 125 ml y están diseñados para trabajar hasta una presión de 10,000 psi.

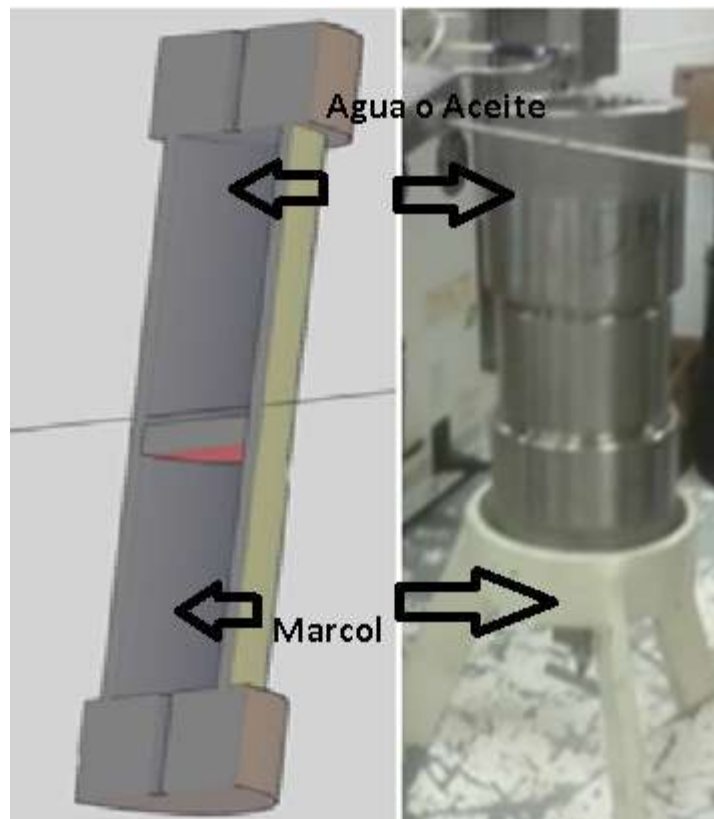


Fig. 3.7 Imagen de diseño y usada en el experimento de los contenedores de fluidos experimental.

3.1.8 Tubing de alta presión.

Son conductos de flujo de un octavo de pulgada de diámetro externo y de aproximadamente 1.5 mm de diámetro interno que conectan a todo el sistema y por donde fluirá el agua o aceite o el fluido de presurización. El material con que están elaborados es acero inoxidable 316, no tienen costura y son diseñados para trabajar hasta una presión de 10,000 psi.



Fig. 3.8 Tubo de alta presión experimental.

3.1.9 Equipo de cómputo.

El equipo consistió en una computadora marca Acer con software precargado de la bomba y software desarrollado por personal de la facultad de Química. Con los cuales es posible controlar los gastos y presiones de inyección, además de registrar la presión. El equipo nos permitía registrar la presión por periodos largos de tiempo, que pueden ser días hasta semanas o incluso meses, dependiendo del intervalo de muestreo.



Fig. 3.9 Equipo de cómputo.

3.2 Metodología experimental.

El diseño experimental, los dispositivos e instrumentos utilizados durante las pruebas de desplazamiento de fluidos (aceite y agua) a través del PPG se muestran en la siguiente figura.

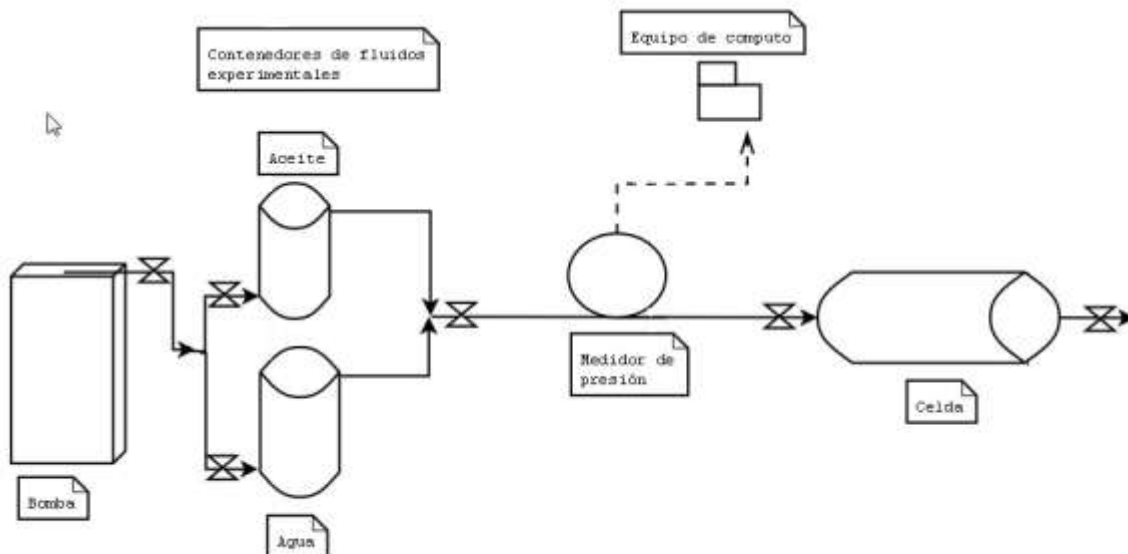


Fig. 3.10 Diseño experimental

Las etapas a seguir para llevar a cabo los experimentos de desplazamiento de fluidos a través del PPG y con ellos determinar la permeabilidad efectiva al agua o al aceite son los siguientes:

1. **Hinchamiento de PPG.** A los granos de PPG deshidratado se le agrego agua destilada tipo II, el tiempo de espera fue de 4 horas en promedio para conseguir un hinchamiento total de los granos.
2. **Conexión de sistema.** El sistema fue conectado usando tubing de alta presión, iniciando en la bomba para llegar a los contenedores de fluido, a la salida de estos se vuelve a usar tubing para conectar con el medidor de presión y la celda.
3. **Llenado de contenedores de fluido.** Los contenedores fueron lavados y llenados con agua destilada y aceite para finalmente ser confinados.
4. **Llenado de la celda.** Se saturó la celda con 8.3 cm^2 de PPG, y se uso un empacador que ocupara 5.9 cm de longitud de la celda, obteniendo con ella una celda con una longitud de 1 cm de PPG.
5. **Determinación de gastos para la prueba.** Se pensó en un gasto para iniciar la inyección de agua y fue introducido a una computadora, la cual mandará la información a la bomba que iniciara la inyección. El gasto fue variado dependiendo de los resultados obtenidos. Una vez concluidas las pruebas de inyección de agua destilada, se realizó el mismo procedimiento para el aceite.
6. **Medición de presión.** La presión fue registrada por el medidor de presión y almacenada en la computadora. La presión registro cada 0.5 segundos y se tomaron hasta que se consideraba una presión de estabilización, en los casos de gastos altos la prueba fue parada cuando se alcanzo una presión de seguridad previamente designada.
7. **Fluidos producidos.** Los fluidos producidos a la salida de la celda fueron almacenados en recipientes para su confinamiento y posterior desecho.

3.3 Medición de hinchamiento en peso y longitud de PPG.

Fue realizado un experimento de hinchamiento para ver el comportamiento del PPG. El procedimiento fue el siguiente.

- Se midió 0.1011 gr de PPG deshidratado.
- Se le agrego agua destilada tipo II.
- Se tomaron dos tres mediciones del peso del PPG hidratado.
- Se obtuvo un promedio de las mediciones.
- Se aplico la definición de hinchamiento.

La siguiente tabla muestra las mediciones del peso del PPG y la charola para determinar el hinchamiento del PPG.

Tabla 3.4 Mediciones del PPP para determinar hinchamiento.

	PPG + CHAROLA (gr)	PPG (gr)
	37.0520	34.0500
	38.5720	35.5700
	37.2325	34.2305
Promedio		34.6168

Recordando la definición de hinchamiento.

$$SW = \frac{M_l - M_s}{M_s}$$

Es la relación de la diferencia del peso inicial (M_s) y el peso en equilibrio (M_l) entre el peso en equilibrio.

$$SW = \frac{34.6168(gr) - 0.1011 (gr)}{0.1011 (gr)}$$

$$SW = 341.4019$$

Lo cual indica que el PPG absorbió 341.1019 veces su peso inicial.

- Se midió la longitud de un grano de PPG.
- Se hidrato con agua destilada tipo II.
- Se midió la longitud de grano de PPG hidratado
- Se aplicó la definición de hinchamiento.

También fue realizada una prueba de hinchamiento con base en la longitud del PPG, obteniendo los siguientes resultados.

$$Longitud_{inicial} = 0.15 \text{ (cm)}$$

$$Longitud_{final} = 1.5875 \text{ (cm)}$$

Donde la $Longitud_{inicial}$ fue una medida de longitud de un grano de PPG deshidratado y la $Longitud_{final}$ es una medida de la longitud del grano hinchado.

Recordando la definición de hinchamiento.

$$SW = \frac{1.5875 \text{ (cm)} - 0.15 \text{ (cm)}}{0.15 \text{ (cm)}}$$

$$SW = 9.5833$$

Lo cual indica que el PPG se alargó 9.5833 veces su longitud inicial.

En la figura 3-11 observamos dos imágenes, a la izquierda la medición de un grano de PPG deshidratado, y a la derecha la medición del mismo grano pero ahora hidratado.



Fig. 3.11 Grano de PPG deshidratado a la izquierda y granos de PPG hidratado a la derecha.

Capítulo 4 Resultados

En este capítulo se mostrarán los resultados encontrados en las pruebas experimentales, en donde es posible confirmar que el PPG funciona como una barrera para el agua y deja fluir el aceite. El trabajo se centro en la medición de las permeabilidades efectivas del agua y el aceite ante el PPG. Se observó, además, que existía una gran diferencia en la forma en que se comportaba el PPG en presencia del agua o del aceite y que era fuertemente dependiente de los gastos de inyección. Para un mejor entendimiento de la respuesta del PPG a los fluidos, las pruebas se clasificaron en pruebas a altos gastos (8 ml/min y 2 ml/min) y pruebas a bajos gastos (0.25 ml/min, 0.1 ml/min y 0.5 ml/min).

A continuación se muestran los resultados y las gráficas correspondientes, tratando de dar un modelo empírico que describan el comportamiento del PPG durante las pruebas, y al mismo tiempo se dará una relación que nos permita predecir el comportamiento de las permeabilidades relativas con respecto al gasto.

La tabla 4-1 muestra la conversión de mililitros por minuto a barriles por día y a velocidad superficial tomando en cuenta un área transversal de 8.3 cm³

Tabla 4.1 Conversión de Gasto (Q (ml/min)) a velocidad superficial (Vs) y a barriles por día.

Q(ml/min)	Q(Bl/d)	Vs(cm/s)
8.00000	0.07246	0.01606
2.00000	0.01811	0.00402
0.25000	0.00226	0.00050
0.10000	0.00091	0.00020
0.50000	0.00453	0.00100

4.1 Pruebas a altos gastos de agua.

Para el análisis de las pruebas, únicamente se considero la parte de incremento de la presión, dejando los periodos iniciales de índice de saturación fuera del análisis, a todas las pruebas se les hizo un ajuste exponencial, teniendo un coeficiente de correlación mayor a 0.9 en todos los casos.

Las pruebas a altos gastos con agua tienen la característica de exhibir una pendiente alta en tiempos relativamente cortos de 13 segundos, por lo que no es posible observar la presión de estabilización.

Las gráficas 4-1, 4-2 y 4-3 muestra tres pruebas a un gasto de 8 ml/min en donde se observa que exhiben un mismo comportamiento y registra un aumento de presión muy rápido, también se grafican los datos a diferentes escalas para la mejor visualización de resultados. Un gasto de 8 ml/min sería el equivalente a un gato de 0.072 bl/día y 0.01606 (cm/s).

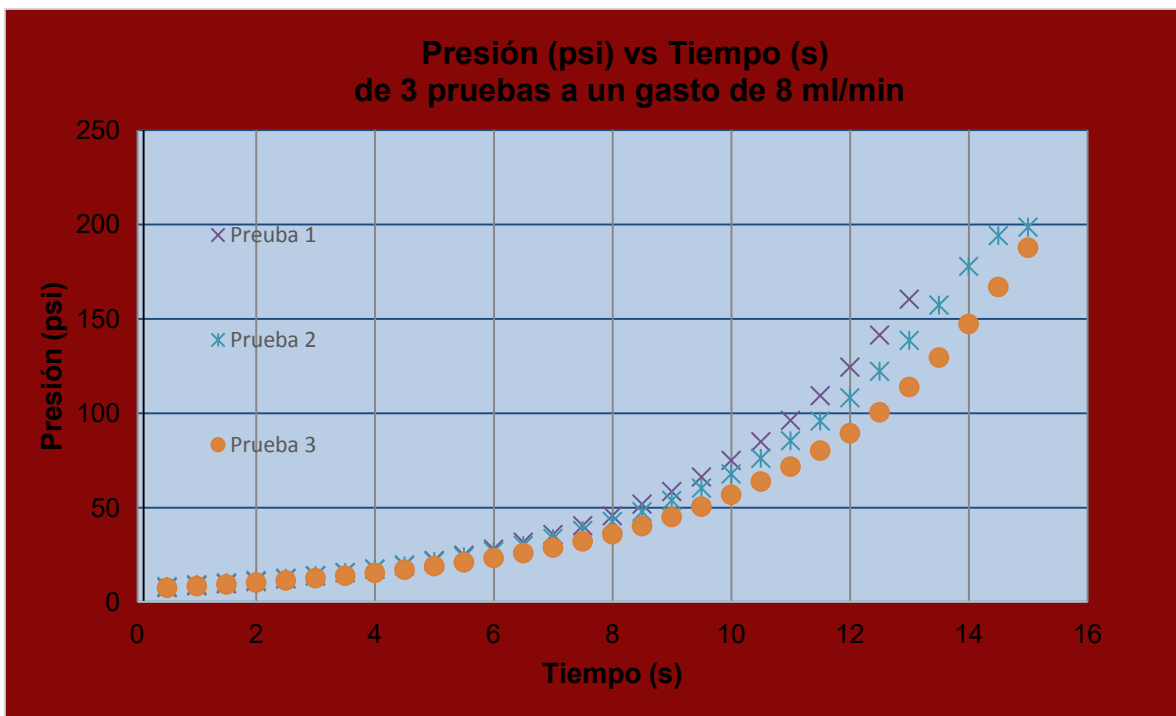


Fig. 4.1 Variación de la presión en función del tiempo en escala normal

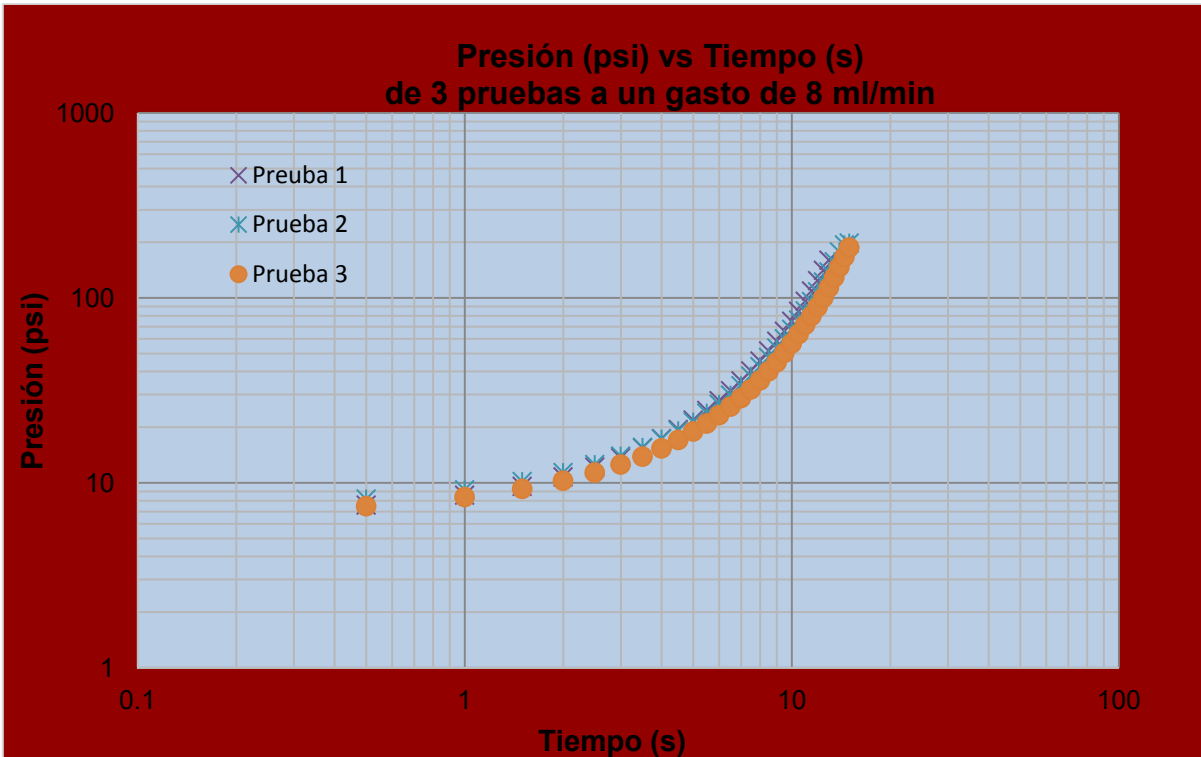


Fig. 4.2 Variación de la presión en función del tiempo en escala log-log

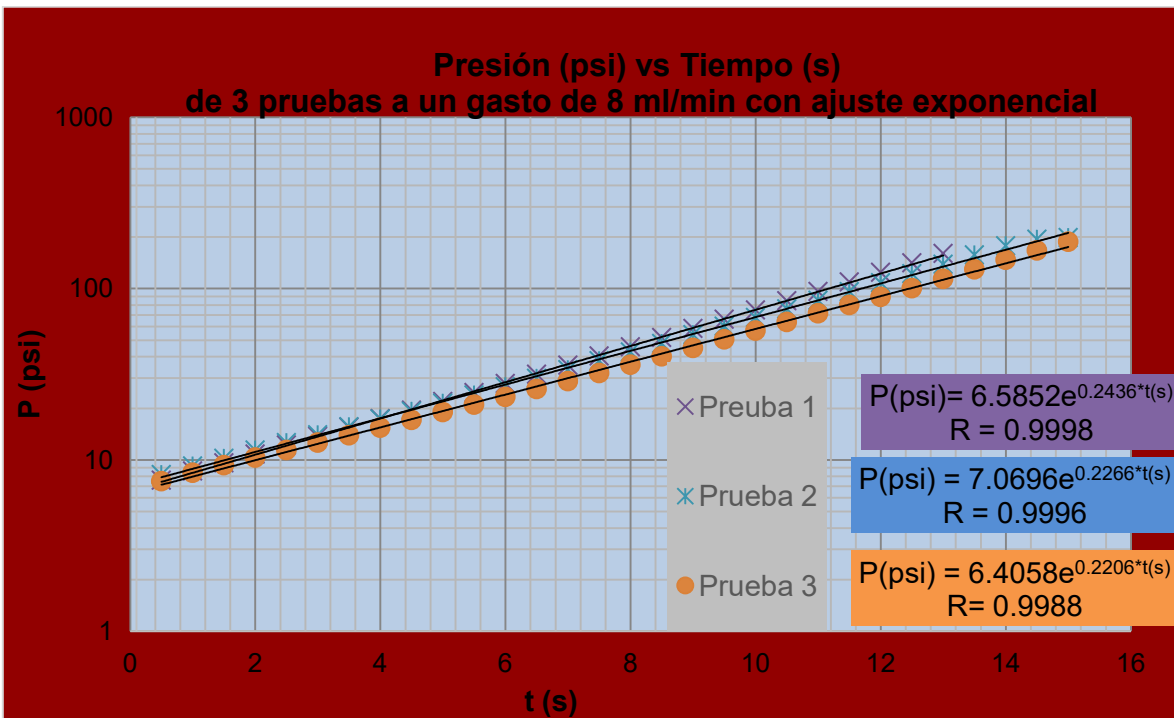


Fig. 4.3 Variación de la presión en función del tiempo de pruebas a 8 ml/min mostrando ajuste exponencial.

La gráfica 4-4 muestra tres pruebas realizadas a un gasto de 2 ml/min, en donde es posible ver que la pendiente aumenta en tiempos relativamente cortos de 30 segundos de la misma forma que a un gasto de 8 ml/min. Puesto que con la celda con la que se contaba para medir el diferencial de presión no soporta una presión de trabajo superior a los 500 psi y dado que no se alcanzaba estabilización a la presión de entrada se eligió no continuar con su medición. Nótese que se alcanzaron más de 200 psi en un centímetro de longitud de PPG, por lo que se tendría al menos un gradiente de 200 psi/cm para el agua.

Las pruebas 1, 2 y 3 a un gasto de 2ml/min fueron realizadas a diferentes días, exhibiendo un comportamiento similar como se puede apreciar en las 4-4, 4-5 y 4-6. Estas fueron graficadas a diferentes escalas, en donde un gasto de 2 ml/min sería el equivalente a 0.018 bl/día y 0.00402 cm/s).

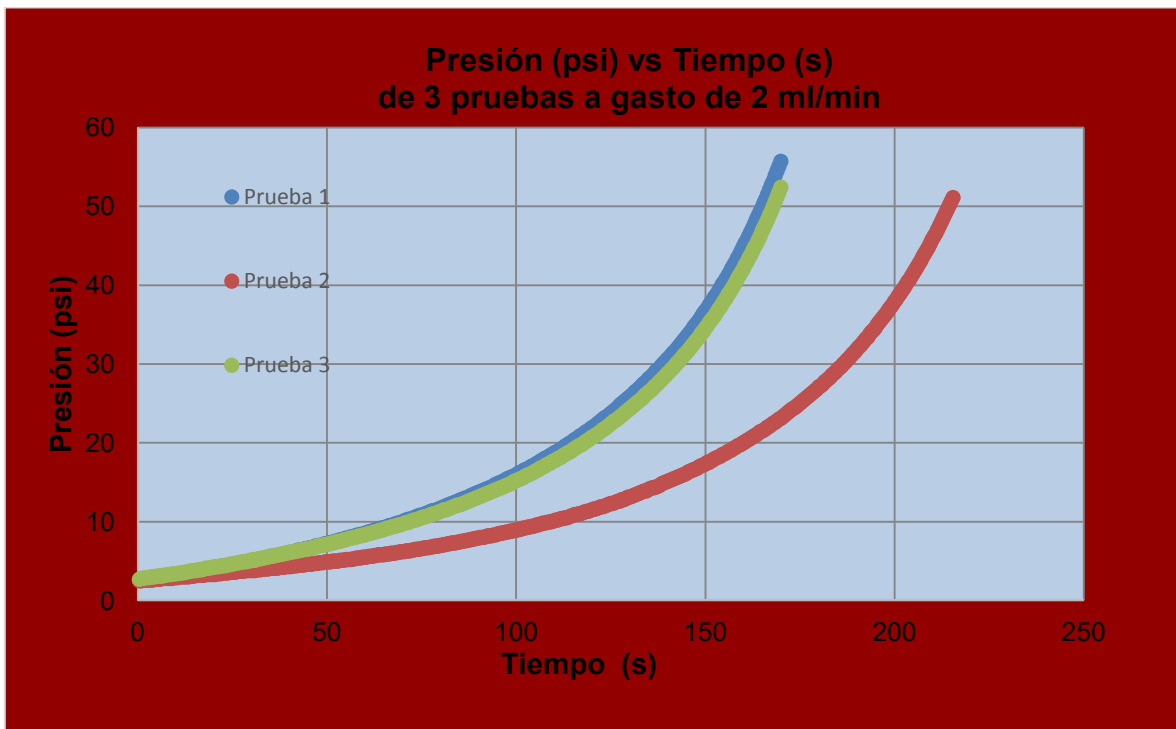


Fig. 4.4 Variación de la presión en función del tiempo a un gasto de 2 ml/min en escala normal.

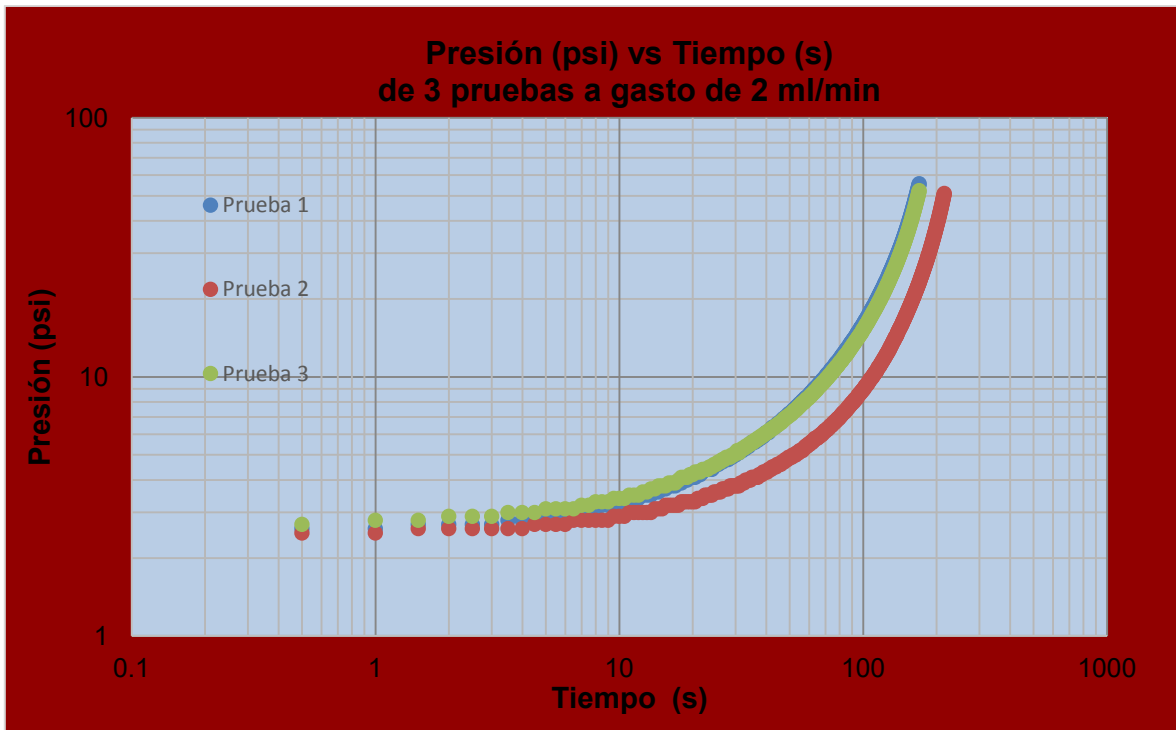


Fig. 4.5 Variación de la presión en función del tiempo a un gasto de 2 ml/min en escala log-log.

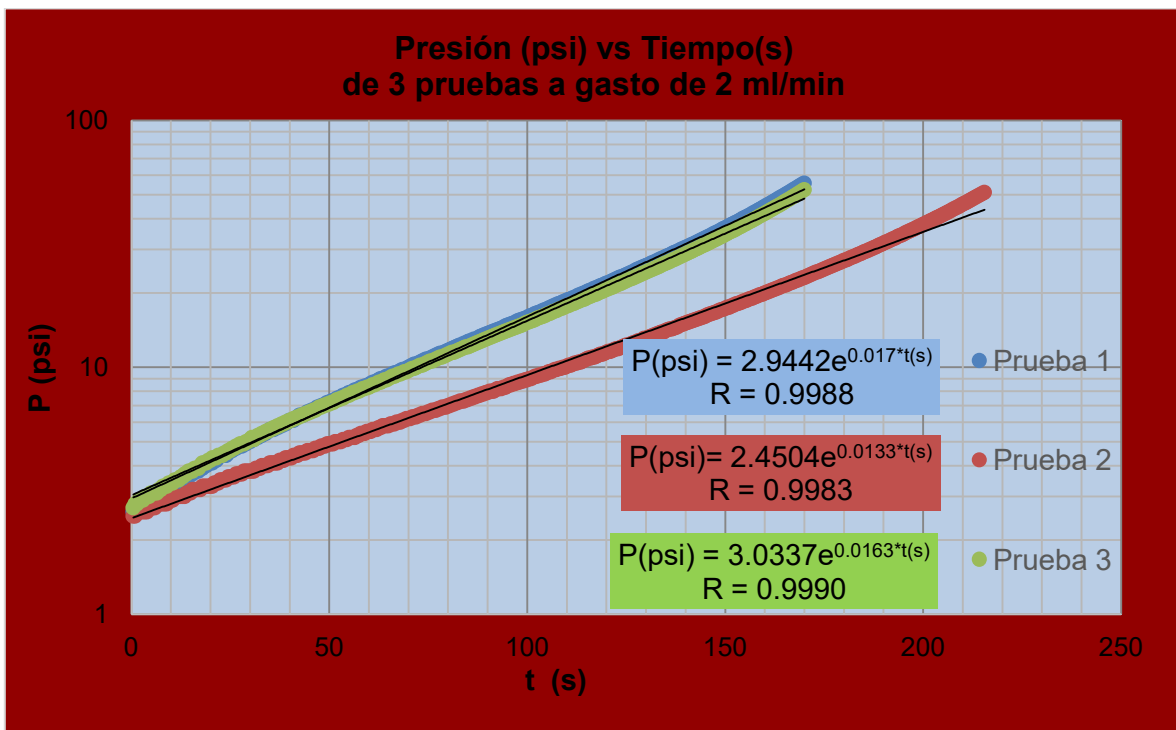


Fig. 4.6 Variación de la presión en función del tiempo de pruebas realizadas a un gasto de 2 ml/min con ajuste exponencial.

4.2 Pruebas a bajos gastos de agua.

Las pruebas a bajos gastos tienen la característica de exhibir un inicio de pendiente en tiempos relativamente largos de 400 segundos, pudiendo además observar su presión de estabilización. A continuación se presentarán las pruebas realizadas a bajos gastos.

En la figura 4-7 es posible ver que a un gasto de 0.25 ml/min encontramos una presión de estabilización a 220 psi para las tres pruebas que fueron realizadas, en donde un gasto de 0.25 ml/min sería equivalente a una velocidad superficial de 0.005 cm/s. La figura 4-8 muestra el análisis del aumento de presión a un gasto de 0.25 ml/min. En la figura 4-10 podemos observar el comportamiento en escala log-log de las pruebas a un gasto de 0.1 ml/min.

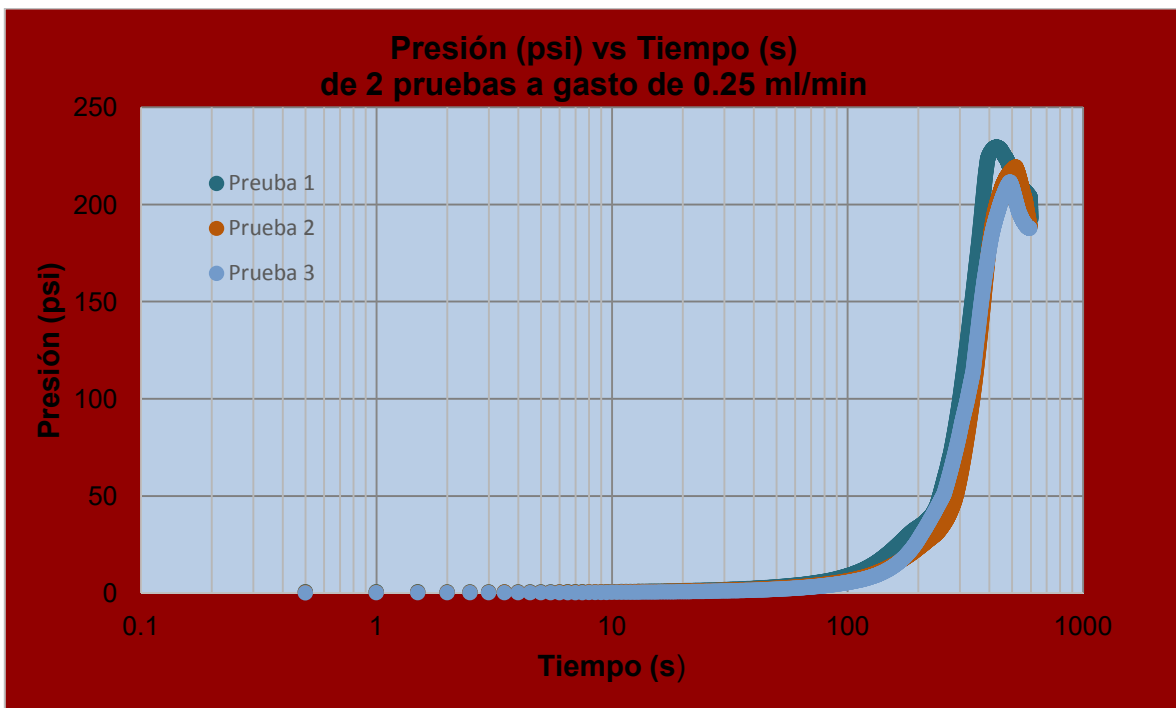


Fig. 4.7 Variación de la presión en función del tiempo de 2 pruebas a 0.25 ml/min

Para la obtención de la ecuación con ajuste exponencial fue necesario no considerar la etapa tanto de inicio de saturación como de la presión de

estabilización, haciendo el análisis únicamente para los tiempos en que hubo un incremento de presión.

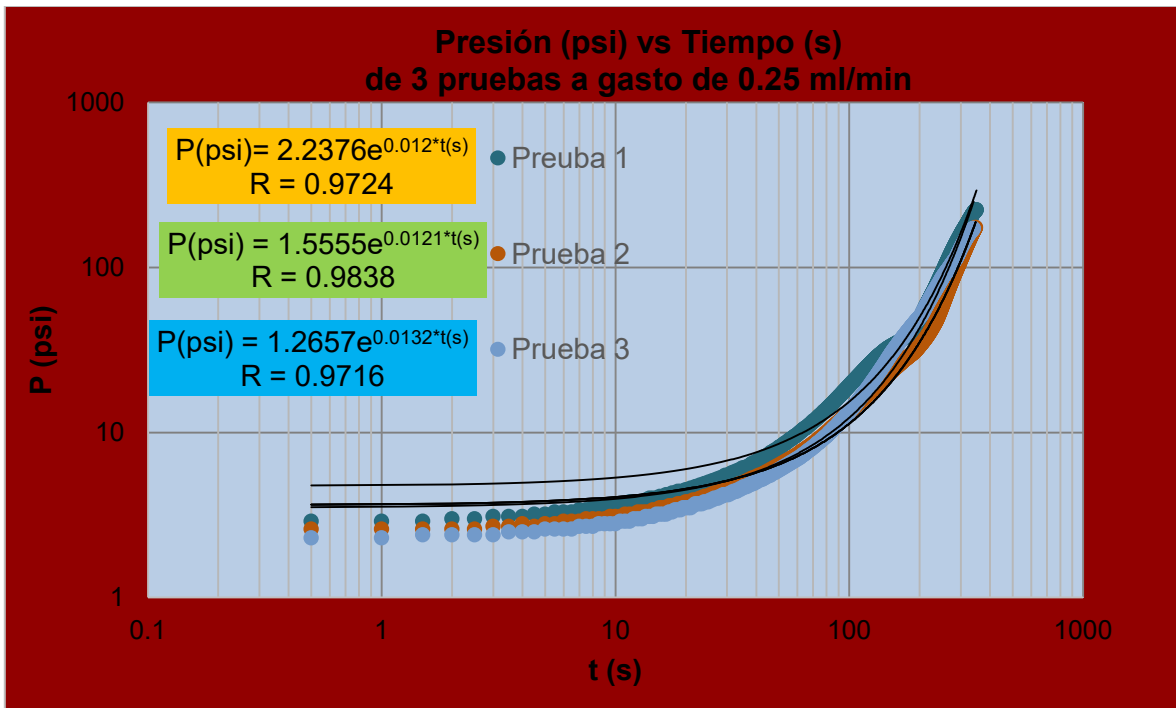


Fig. 4.8 Variación de la presión en función del tiempo a un gasto de 0.25 ml/min

En las figuras 4-9 y 4-10 se observan pruebas a un gasto de 0.1 ml/min en donde las curvas exhiben un comportamiento un tanto diferente. El cambio más significativo es el tiempo en el que tarda en responder el PPG. En la prueba 1 el tiempo de respuesta para el cual comienza a incrementar la presión es mayor comparado con la prueba 2. Sin embargo, la forma de la curva ascendente es muy similar en ambos casos. Incluso la presión de estabilización es muy parecida también para ambos casos. Es probable que haya un cambio en la respuesta inicial debido a un posible cambio de saturación inicial del PPG dado que ambos experimentos se realizaron en días diferentes. El incremento de presión se debe a un cambio en la compresibilidad del PPG, puesto que son partículas deformables y este cambio de compresibilidad está directamente relacionado con el nivel de saturación. Una vez que la prueba uno alcanzó el nivel de saturación similar al de la prueba 2, el incremento de presión y presión final o de estabilización fueron

básicamente iguales, en donde un gasto de 0.1 ml/min sería el equivalente a o 0.0020 cm/s en velocidad superficial.

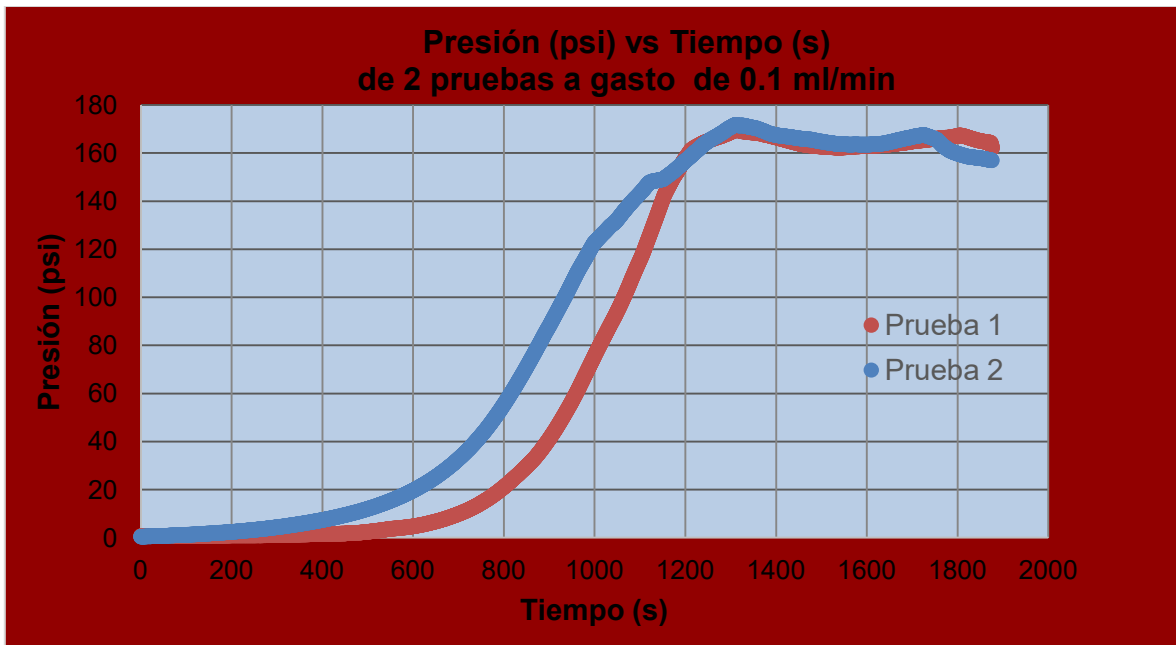


Fig. 4.9 Variación de la presión en función del tiempo de 2 pruebas a un gasto de 0.1 ml/min



Fig. 4.10 Presión en función del tiempo de pruebas a 0.1 ml/min en escala log-log

Para poder obtener la ecuación del ajuste exponencial fue necesario no contar la etapa tanto de inicio de saturación como de la presión de estabilización, haciendo el análisis únicamente para los tiempos que hubo un incremento de presión.

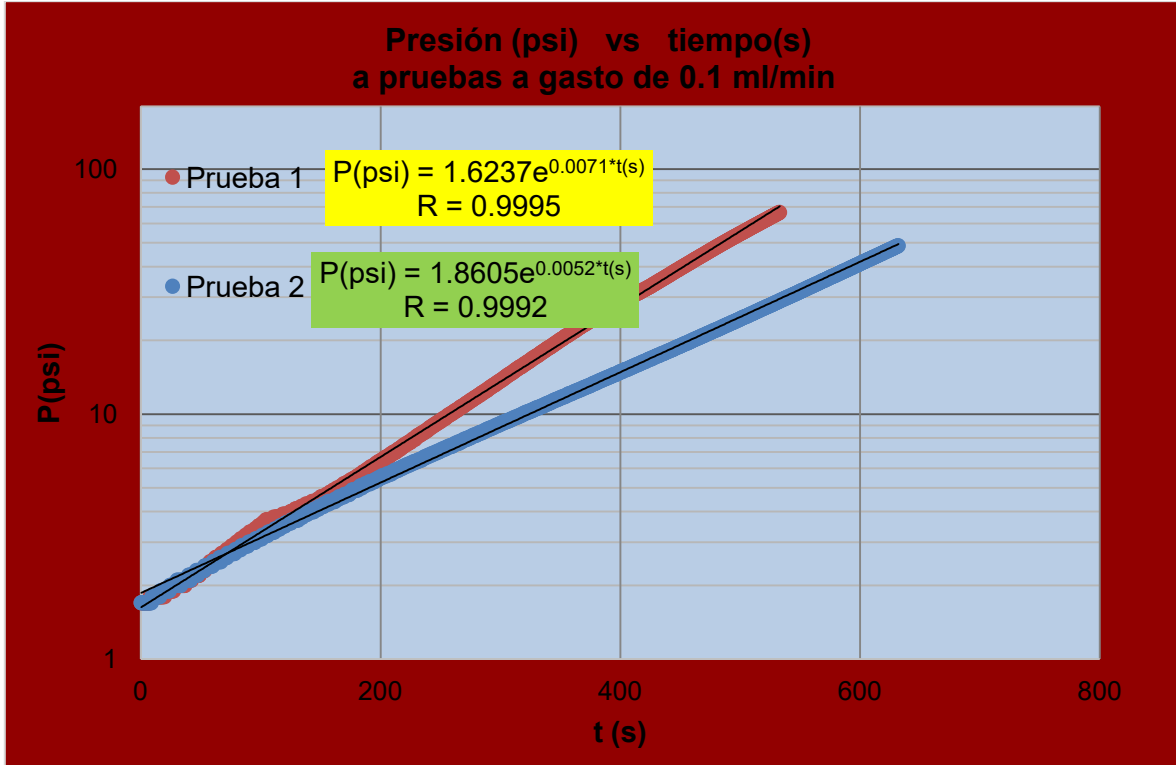


Fig. 4.11 2 Variación de la presión en función del tiempo de pruebas a gasto de 0.1 ml/min presentado ecuación de ajuste exponencial.

En la gráfica anterior se ve que a gastos bajos es posible encontrar una presión de estabilización, la cual inicia cuando la presión deja de aumentar y tiende a tener un mismo valor, exhibiendo variaciones despreciables, a esta presión se considera que el agua crea conductos que permite un flujo constante, sin embargo si hay una disminución de la presión esos conductos tienden a cerrarse. Este es precisamente el efecto de la compresibilidad del medio, es decir, del PPG, donde observamos que a pesar de que el PPG es un gel que permite el paso del aceite, siempre tiende a regresar a su forma original.

En la figura 4-12 y 4-13 es posible apreciar que a un gasto de 0.25 ml/min hay una mayor presión de estabilización a 325 psi, comparada a un gasto de 0.1 ml/min en

donde la presión de estabilización es de 155 psi aproximadamente, teniendo una diferencia del 170 psi entre una y otra.

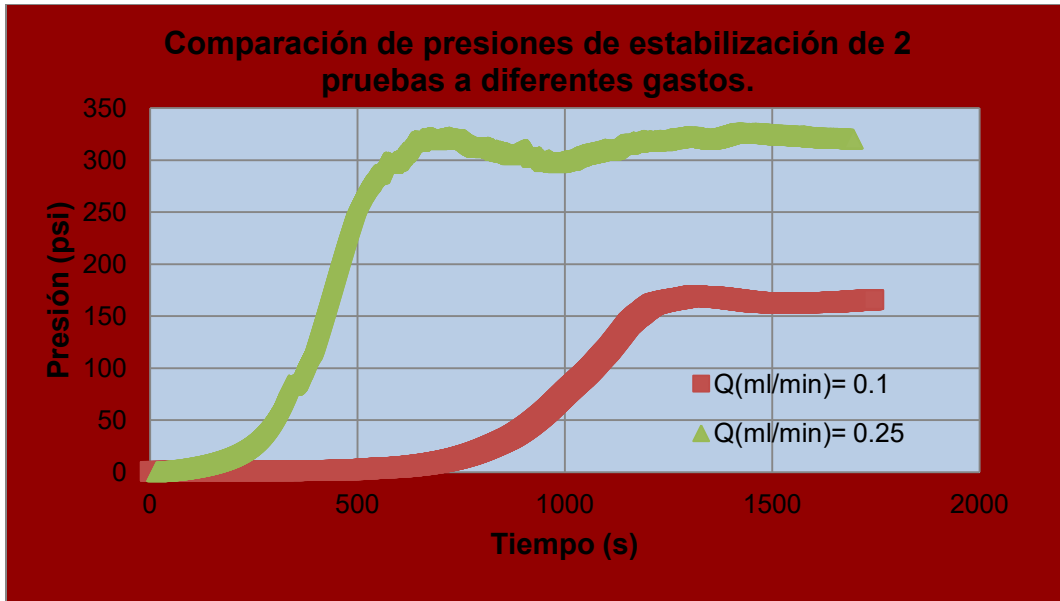


Fig. 4.12 Comparación de presiones de estabilización de dos pruebas

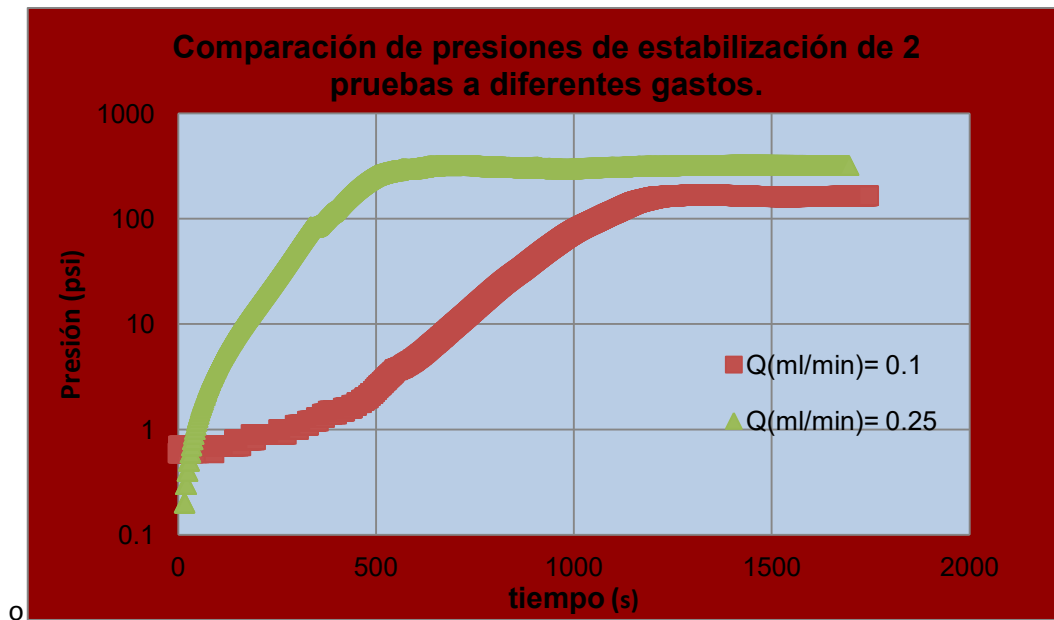


Fig. 4.13 Comparación de presiones de estabilización de dos pruebas en escala semi log.

4.3 Comparando diferentes gasto de agua.

Fueron comparados diferentes gastos, tomando una prueba por cada gasto con la finalidad de poder encontrar un patrón de comportamiento. En las figura 4-14 y 4-15 se presentan pruebas a diferentes gastos, en donde se puede ver que a un gasto de 0.1 ml/min el aumento de presión es mas tardado que a un gasto de 8 ml/min o de 0.5 ml/min. Lo cual indica que el PPG tiene una gran restricción al paso del agua a altos gastos, comportándose como una capa casi impermeable para el agua.

Las siguientes gráficas muestran el comportamiento de los diferentes gastos en diferentes escalas, tomando como límite una presión de 100 psi para estandarizar los posibles resultados, cabe mencionar que los tiempos iniciales de saturación no fueron tomados en cuenta, solo los tiempos en que empezó a existir un aumento de presión.

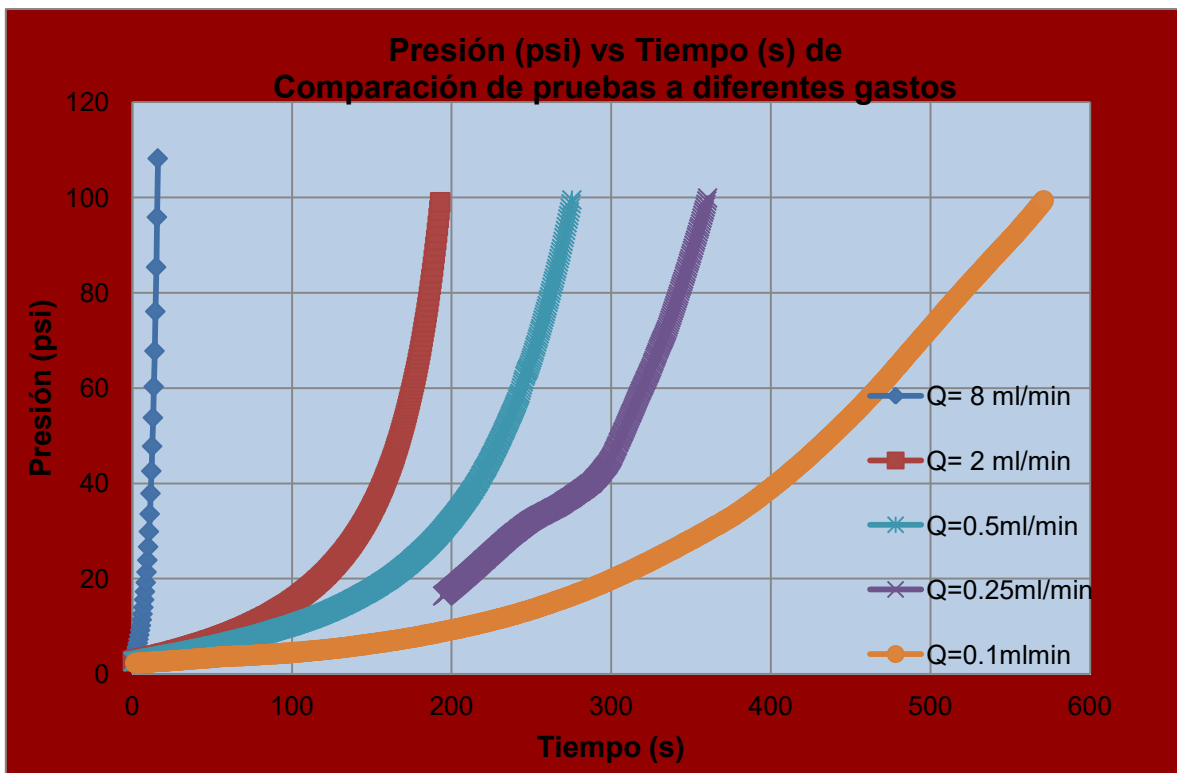


Fig. 4.14 Comparación de resultados a diferentes gastos.

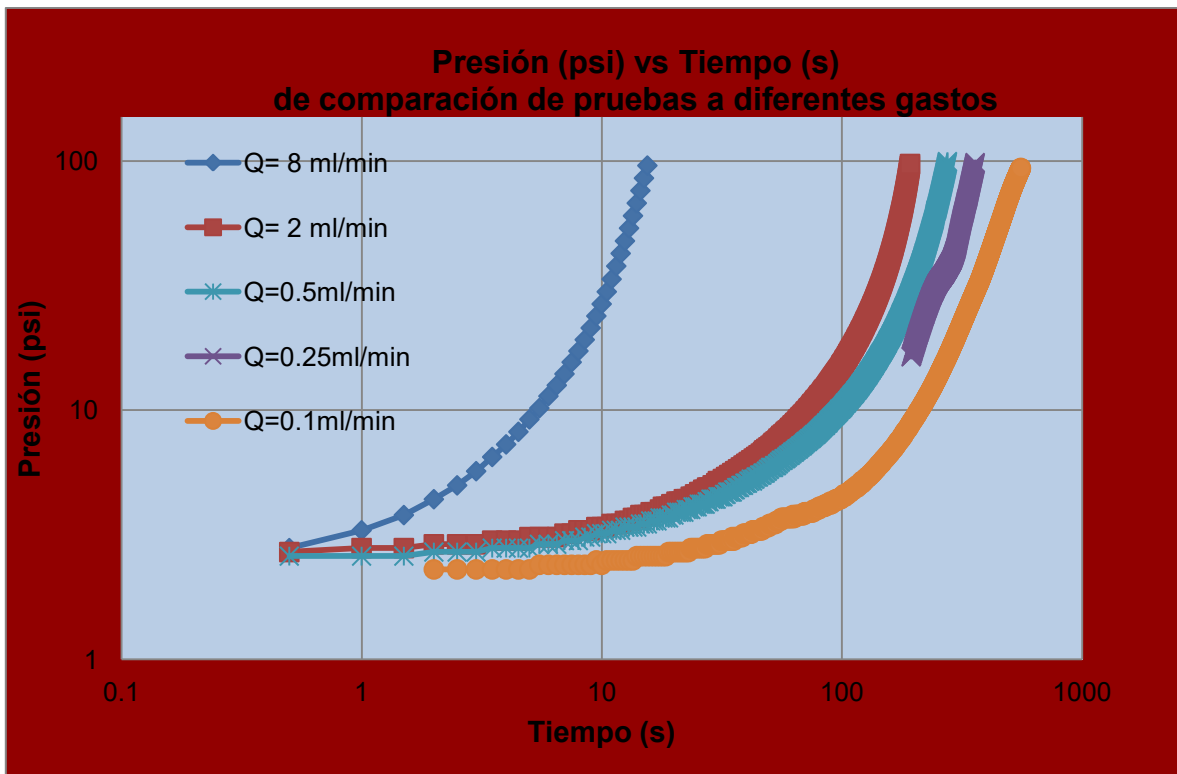


Fig. 4.15 Comparación de diferentes pruebas a diferentes gastos en una escala log-log.

A los datos experimentales de la figura 4-14 y 4-15 se les ajustaron ecuaciones exponenciales, obteniendo un coeficiente de correlación entre 0.98 y 0.99; la ecuación exponencial estaría representada por una ecuación de la forma:

$$P = Ae^{B*t} \quad (26)$$

Donde t=tiempo en segundos, P=Presión en psi, e=exponente y A y B son valores propios de la ecuación. En la figura 4-16 podemos ver el comportamiento de de los gastos en una escala semi-logaritmica, en donde se ve la diferencia de pendientes que existe en cada gasto, encontrando para un gasto de 8 ml/min una pendiente mucho más marcada que para un gasto de 0.1 ml/min.

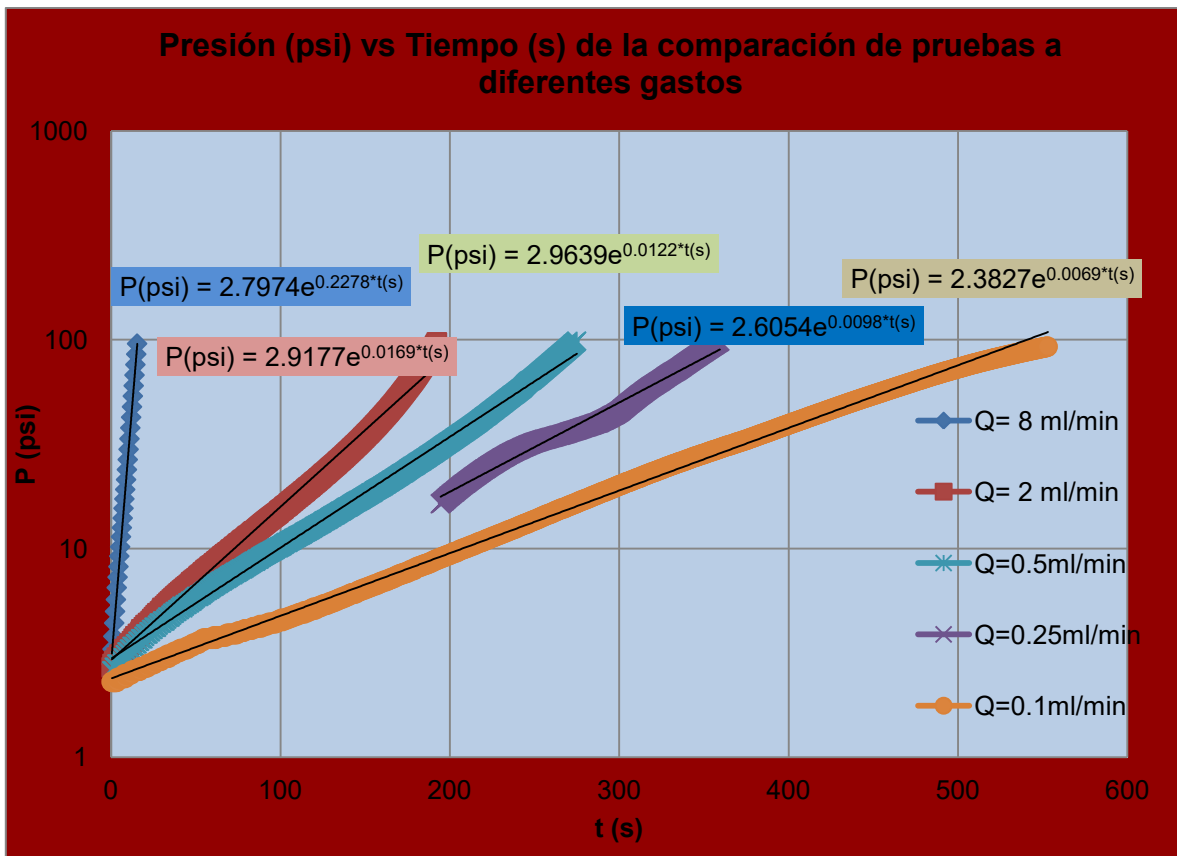


Fig. 4.16 Comparación de gastos con ecuaciones de ajuste.

En la tabla 4-2 se presenta los exponentes y coeficientes de la grafica anterior en donde se comparan los aumentos de presión a diferentes gastos, los exponentes de los ajustes, los coeficientes de los ajustes y el coeficiente de correlación que existe con respecto al ajuste exponencial.

Tabla 4.2 Tabla de valores de coeficientes y exponentes de las pruebas a diferentes gastos en un ajuste exponencial.

Q (ml/min)	exponente (B) (1/s)	Coficiente (A) (psi)	R
8	0.2278	2.7974	0.9994
2	0.0169	2.9177	0.9975
0.5	0.0122	2.9639	0.9984
0.25	0.0098	2.6054	0.9923
0.1	0.0069	2.3827	0.9990

Con los datos obtenidos de la tabla anterior se observó que los exponentes de las pruebas se comportan de forma exponencial, obteniendo la siguiente ecuación empírica del comportamiento de los exponentes del gasto de agua con respecto al PPG.

$$E_p = 0.0081e^{0.4156*q} \quad (27)$$

Donde $E_p = \text{Exponente de las pruebas}$ $\left(\frac{1}{s}\right)$ y

$q = \text{Gasto al que se realiza las pruebas}$ $\left(\frac{ml}{min}\right)$.

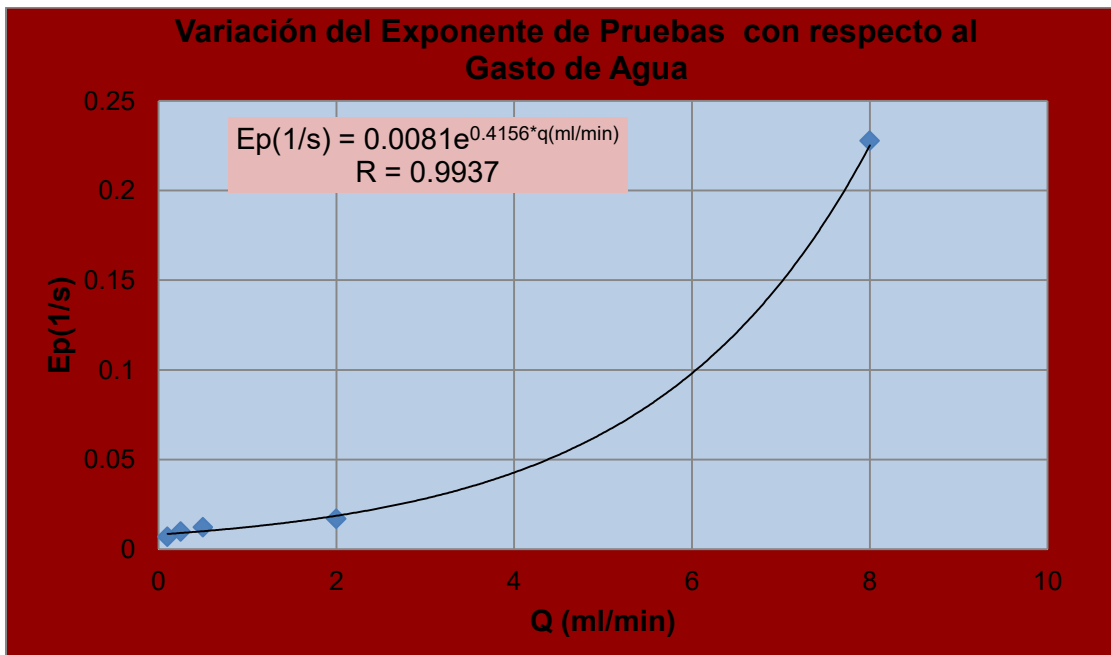


Fig. 4.17 Variación de los exponentes de las pruebas con respecto al gasto con un ajuste exponencial.

Por otro lado, también se observó que los coeficientes de los ajustes exponenciales tienen una variación de 2.3 a 2.9, comportándose de forma casi constante, como se muestra en la figura 4-18.

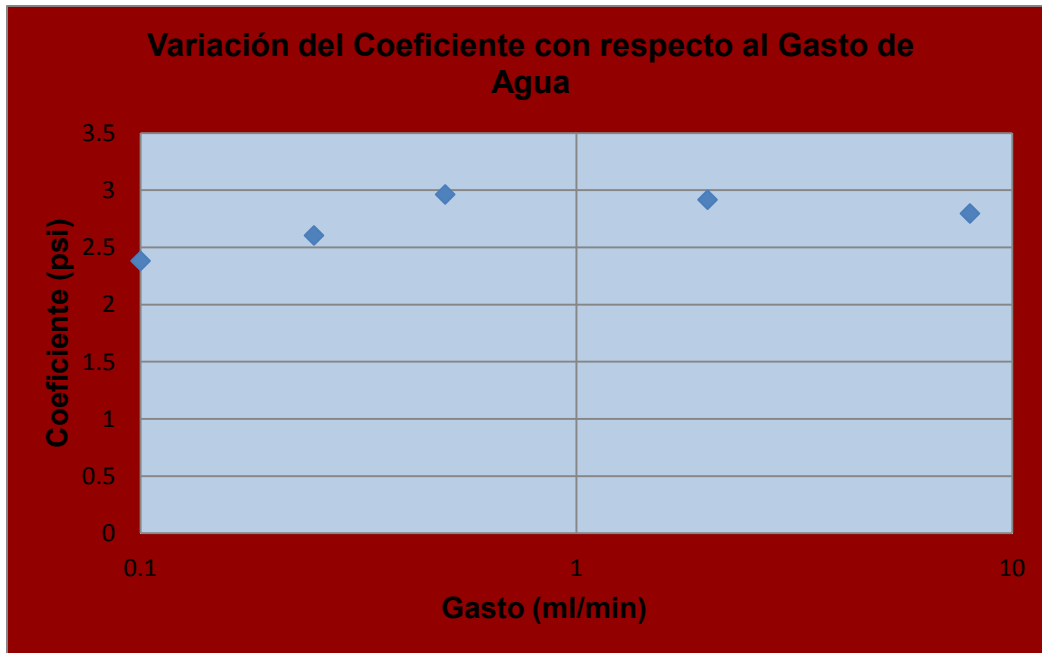


Fig. 4.18 Variación del Coeficiente con respecto a los gastos.

4.4 Pruebas a bajo gasto de aceite

En la figura 4-19 se observa que la presión de estabilización que experimenta el aceite al estar en contacto con el PPG es considerablemente más bajo que la presión al mismo gasto obtenido en el agua. Al hacer un cambio de gasto a uno menor, se puede observar una ligera caída de presión en la presión de estabilización anterior y la del gasto de la prueba hecha en ese momento, las cuales fueron fáciles de medir y reproducir.

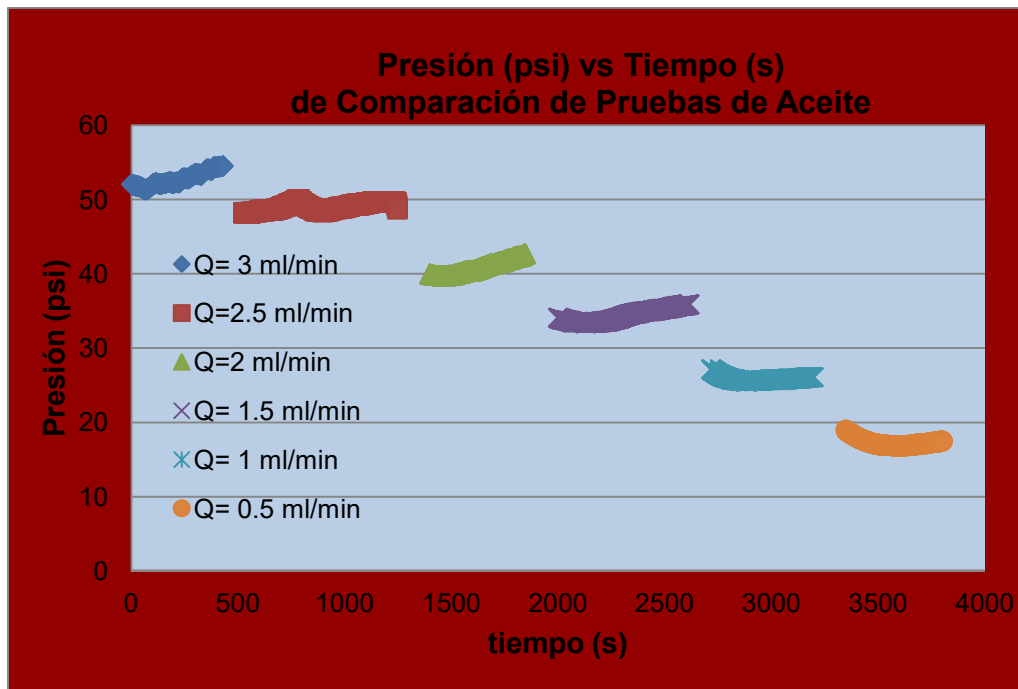


Fig. 4.19 Experimento a gasto variable de aceite de baja viscosidad.

En la figura 4-20 se observan las presiones de estabilización del agua y el aceite al mismo gasto en donde se ve claramente como el PPG pone una mayor resistencia al flujo del agua que al aceite, así para un gasto de agua de 2 ml/min hay una presión de 306 psi, y para un mismo gasto en aceite hay una presión de 41.5 psi, de donde se deduce que el agua debe efectuar un trabajo 7.37 veces mayor a la que tiene que hacer el aceite para poder fluir..

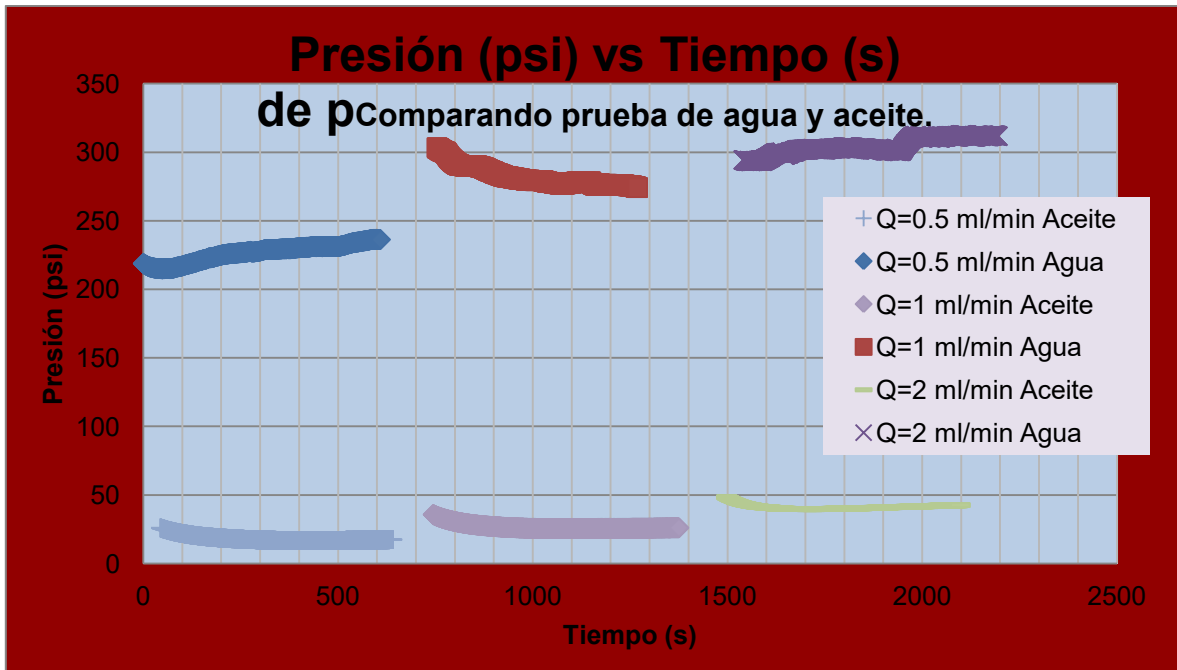


Fig. 4.20 Comparación entre aceite y agua.

4.5 Obtención de permeabilidades efectivas

Para la obtención de las permeabilidades se usó la ecuación de Darcy.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (28)$$

Donde k es la permeabilidad en cp, q es el gasto en cm^3/s , L es la longitud en cm, A es el área en cm^2 , ΔP es la diferencial de presión en atm.

Para la determinación del área fueron usadas las medidas de la celda, obteniendo un resultado de $8.3 cm^2$, las viscosidades del agua y el aceite son de 1 cp y 2.6 cp respectivamente, la longitud considerada es de 1 cm, para la presión consideramos un promedio de las presiones estabilizadas en atm.

Tabla 4.3 Tabla de resultados de la permeabilidad del PPG al aceite.

Permeabilidad del PPG al aceite.						
q (ml/min)	q(bl/día)	q (cm ³ /s)	ΔP (psi)	ΔP (atm)	ke(Darcy)	Ke(md)
3	0.027	0.0500	52.4	3.5646	0.0044	4.3929
2.5	0.0225	0.0417	48.3	3.2857	0.0040	3.9715
2	0.018	0.0333	40.0	2.7211	0.0038	3.8365
1.5	0.0135	0.0250	33.6	2.2857	0.0034	3.4254
1	0.009	0.0167	25.7	1.7483	0.0030	2.9856
0.5	0.0045	0.0083	17.0	1.1565	0.0023	2.2567
				Promedio	0.00348	3.47810

Tabla 4.4 Tabla de resultados de permeabilidad del PPG al agua.

Permeabilidad del PPG al agua.						
q (ml/min)	q(bl/día)	q (cm ³ /s)	ΔP (psi)	ΔP (atm)	ke(Darcy)	Ke(md)
3	0.027	0.05000	334.9	22.78231	0.00026	0.26436
2.5	0.0225	0.04167	328.8	22.36735	0.00022	0.22439
2	0.018	0.03333	311.3	21.17687	0.00019	0.18960
1.5	0.0135	0.02500	278.7	18.95918	0.00016	0.15883
1	0.009	0.01667	276.8	18.82993	0.00011	0.10662
	0			Promedio	0.00019	0.18876

En las figura 4-21 y 4-22 de gasto contra permeabilidad efectiva del agua y del aceite es posible observar que a un mayor gasto encontramos una mayor permeabilidad, siguiendo un comportamiento potencial. En donde se observa

también que la pendiente de la permeabilidad efectiva del PPG al agua es mucha más grande que la que encontrada con el aceite.

Con los datos obtenidos se propone una ecuación empírica para la relación entre el gasto y la permeabilidad efectiva de agua al PPG con un ajuste potencial tanto para el agua como para el aceite. Para el agua la ecuación encontrada es:

$$k_{eagua} = 0.1093 q^{0.8083} \quad (29)$$

Donde k_{eagua} = Permeabilidad efectiva al agua en md y q = gasto en m, con un coeficiente de correlación de 0.9934.

Para el caso del aceite se encontró la siguiente ecuación de la permeabilidad efectiva con respecto al gasto en el PPG.

$$k_{eaceite} = 2.9831 q^{0.362} \quad (30)$$

Donde $k_{eaceite}$ = Permeabilidad efectiva al aceite en md, con un coeficiente de correlación de 0.9943

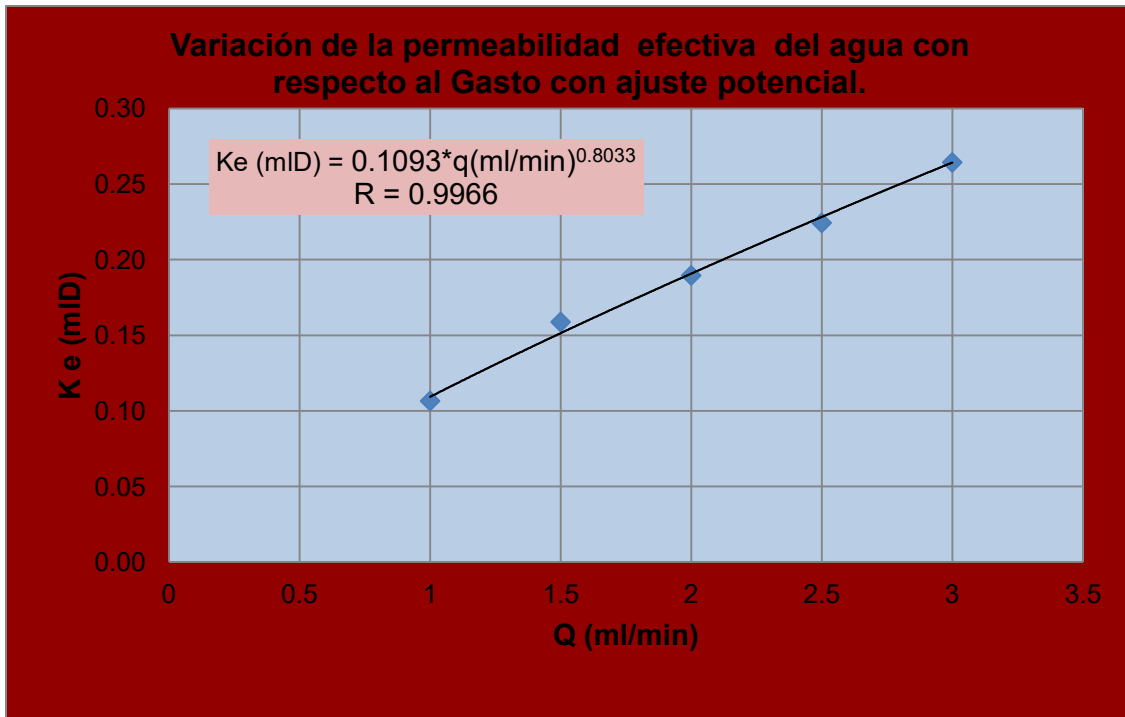


Fig. 4.21 Comparación entre los gastos y permeabilidades efectivas del PPG al agua.

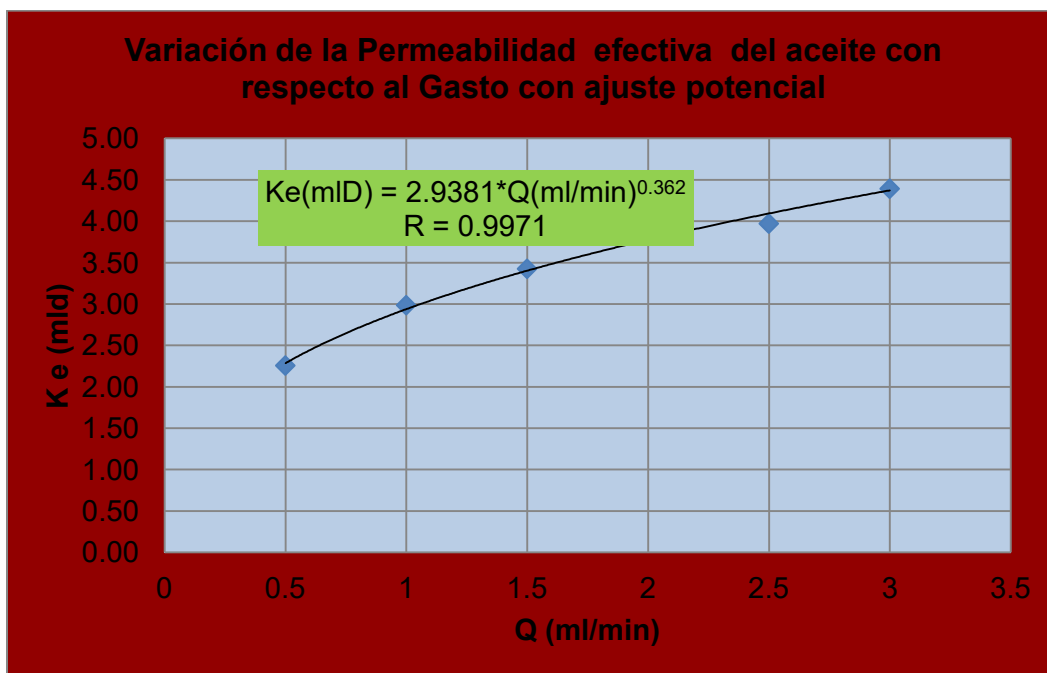


Fig. 4.22 Comparación entre los gastos y permeabilidades efectivas del PPG al aceite.

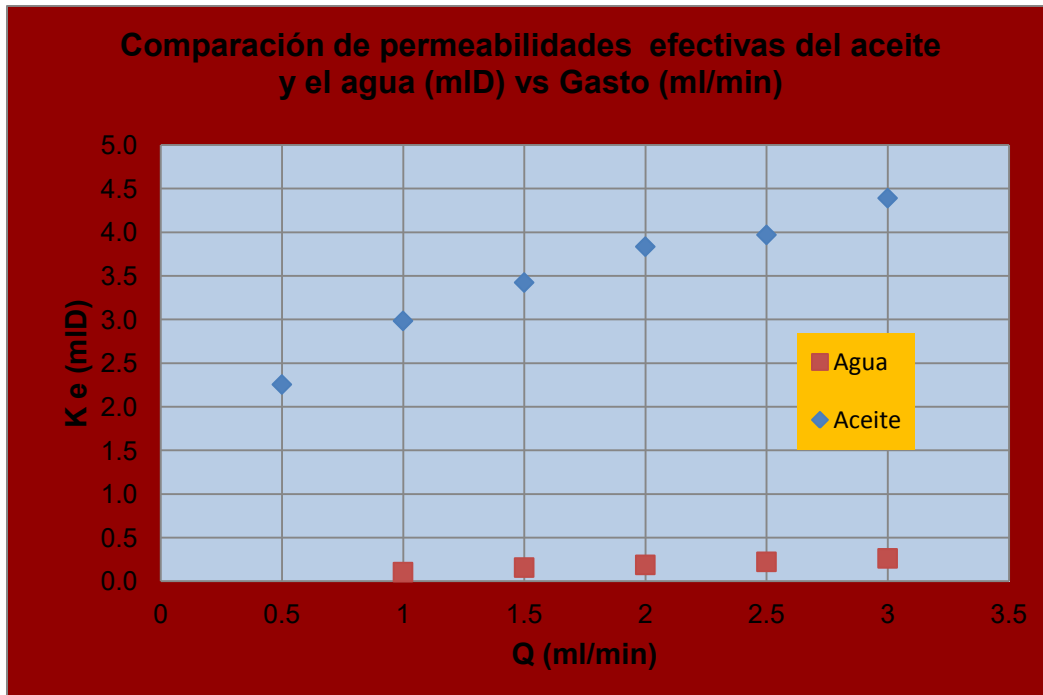


Fig. 4.23 Comparación entre los gastos y permeabilidades efectivas del PPG al aceite y al agua.

Capítulo 5 Conclusiones y recomendaciones.

CONCLUSIONES

- En la actualidad los campos maduros y naturalmente fracturados, en especial los campos que tienen un alto corte de agua son de suma importancia en México, y el PPG ofrece una solución económica y viable en muchos de ellos.
- Los experimentos y de las respectivas ecuaciones empíricas asociadas a ellos muestran que es mucho más fácil fluir el aceite que el agua a través del gel de partículas preformadas al hacer la comparación de las permeabilidades relativas del que presentan el agua y el aceite. El PPG puede funcionar como una barrera para el agua sin afectar en demasía el flujo del aceite.
- En la pruebas con gastos altos de agua, se observó que se la presión en un principio se mantienen casi de manera constante, lo cual se puede atribuir a que se están saturando los espacios entre las partículas del PPG, posteriormente observamos que hay un rápido aumento de presión, en donde es posible observar que el agua está siendo contenida por el PPG. En la pruebas a bajos gastos fue posible determinar las presiones de estabilización después de un aumento de presión.
- Se presentó una ecuación empírica que trata de predecir el comportamiento de los exponente y los coeficientes de los ajuste exponenciales de los gastos, en donde se observa que para los exponentes hay un coeficiente de correlación de 0.9995 con un ajuste exponencial y para los coeficientes se concluye que tienden a mantenerse constantes.
- El experimento demuestra que el PPG permite el paso del aceite hasta 6.6 veces más que al agua.

- Los tiempos de saturación tiene una gran influencia en el análisis de resultados, por lo que se recomienda tener una saturación estándar para las pruebas.
- Se demuestra que el PPG es una tecnología aplicable y con gran potencial.

RECOMENDACIONES

- Tener un control en la temperatura y la compresibilidad a la que se encuentra el PPG.
- Tener un mayor control en el índice de saturación de agua y aceite pues estos tienen a afectar en el tiempo de estabilización, lo cual se ve en mayor proporción a bajos gastos.
- Llevar a cabo este tipo de experimentos con intervalos de presión más amplios, ello con la finalidad de obtener datos que permitan analizar el comportamiento del PPG a altos gastos tanto del agua como del aceite.
- Tener control de humedad y evaporación en la medición del PPG, es posible que el PPG tienda a perder peso conforme pasa el tiempo.

Fuentes de información

- [1] A. A. A.-A. S. F. Nieto-Samaniego, «Apuntes de Geología Estructural,» [En línea]. Available: <http://www.geociencias.unam.mx/~afns/Apuntes.htm>. [Último acceso: 10 Junio 2015].
- [2] N. RA, “Evaluating Fractured Reservoirs: Introduction, Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs”, Massachusetts, EUA: Gulf Professional Publishing, 2001.
- [3] T. P. R. Padilla Sixto R., Revista, Ingeniería petrolera, “Evaluación de yacimientos naturalmente fracturados y retos por resolver”, México, 2013.
- [4] D. V. C. N. V. D. P. G. D. H. N. V. Q. B. L. R. M. S. R. B. M. R. N. D. S. L. S. Tom Bratton, «“La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados”,» 2006.
- [5] G. B.-A. J. V.-G. V. y. C. Mendoza-Romero, “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, 2011. .
- [6] G. Mendoza-Romero, “Caracterización Estática y Dinámica de Yacimientos Fracturados Vúlgares”, Cd. de México, México: Notas de Clase, enero-junio, 2015.
- [7] B. M. A. J. Rojas O., “Fundamentos de reología”, Los Andes: Facultad de ingeniería, Universidad de los Andes, 2012.
- [8] CNH, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, México, 2012.
- [9] C. A. B. Philip S. Bailey, “Química Orgánica: Conceptos y aplicaciones”, Editorial Person, 1998.
- [10] G. A., "Remington Farmacia", Philadelphia, USA: Ed Médica Panamericana, 2003.
- [11] L. M. Carballo Suárez, “Introducción a la catálisis heterogénea”, Colombia: Departamento de Ingeniería, Universidad de Colombia, 2002.

- [12] B. B. y. A. A. B. Farag A. Muhammed, “A Simple Technique to Determine the Strength of Millimeter-Sized Particle Gel”, 2014.
- [13] H. & B. B. Zhang, “Preformed Particle Gel Transport through Open Fractures and its Effect on Water Flow”, Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [14] A. B. B. A. R. M. W. M. D. M. y. S. K. Imqam, “Preformed-Particle-Gel Extrusion Through Open Conduits During Conformance-Control Treatments”, Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [15] J. y. S. R. S. Liu, “Rheology of Gels Used For Conformance Control in Fractures”, Society of Petroleum Engineers, 2000.
- [16] «Página oficial de Yixing Bluwat Chemicals Co.,» [En línea]. Available: http://es.made-in-china.com/co_bluwat01/product_Partially-Hydrolyzed-Polyacrylamide-PHPA-Polymer-for-Oil-Drilling_hsoegesrg.html. [Último acceso: 20 Diciembre 2015].
- [17] S. A. R. y. F. J. S., “Física”, Pearson Educación, 2001.
- [18] I. A. Aida, “Síntesis y caracterización de geles plasmáticos con aplicaciones en bio-medicina dermatológica, Tesis, Universidad de Oviedo, 2013.
- [19] Schlumberger, «Diccionario online Schlumberger,» [En línea]. Available: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/aquifer.aspx>. [Último acceso: 10 Diciembre 2015].
- [20] H. O. Elue, “Evaluation of preformed particle gel treatment using homogeneous and heterogeneous models”, Tesis de maestría, Missouri University of Science and Technology, 2015.
- [21] H. Tang, “Preformed particle gel for conformance control in an oil reservoir”, Estados Unidos: Patent Application Publication, 2007.
- [22] B. W. M. y. L. Y. Bai, “Field and Lab Experience With a Successful Preformed Particle Gel Conformance Control Technology”, Society of Petroleum Engineers, 2013.
- [23] B. Bai y Y. L. H. L. Z. W. y. C. Y. Liangxiong Li, “Preformed Particle Gel (PPG) for Conformance Control: Factors Affecting Its Properties and Applications”, Missouri: Petroleum University of Missouri, 2007.

- [24] y. H. S. Harris P.C, "Rheological Properties of Low-Gel-Loading Borate Fracture Gels", Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [25] R. S. Seright, "Gel Propagation Through Fractures", Society of Petroleum Engineers., 2000.
- [26] H. Z. A. V. P. T. Y. H. M. D. B. B. y. K. S. Ali Goudarzi, "A laboratory and simulation study of preformed particle gels for water conformance control", Austin, Texas, Estados Unidos, 2004.
- [27] L. Addleson, "Materiales para la construcción, volumen 1", Ed. Reverté, 1983.
- [28] R. Benavente, "Comportamiento mecanodinámico, relajaciones en polímeros.", Proyecto CYTED: 311RT0417, 2011.
- [29] J. P. Esparza, " Tesis, Estudio experimental del efecto del ancho de fractura y calidad sobre la viscosidad y la estructura de un sistema espumante", México: UNAM, 2013.
- [30] J. R. R.P. Chhabra, "Non-Newtonian Flow in the Process Industries - Fundamentals and Engineering Applications", Ed. Butterworth-Heinemann, 1999.
- [31] G. G. E. C. M. P. y. A. B. Armando Blanco, "Acerca de la precisión en la determinación de las constantes de difusión en hidrogeles mediante simulación numérica", Caracas, Venezuela: Revista de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela, 2014.
- [32] J.-P. L. Y. B. B. L. Y. S. P. W. Z. y. Z. G. Coste, "In-Depth Fluid Diversion by Pre-Gelled Particles, Laboratory Study and Pilot Testing", Society of Petroleum Engineers, 2000.
- [33] R. S. Seright, "Gel Placement in Fractured Systems", Society of Petroleum Engineers, 1995.
- [34] J. Pereña, "Caracterización mecánica de Polímeros: Propiedades mecanodinámicas", Madrid: Instituto de Ciencia y Tecnología de Polímeros, 1997.
- [35] M. A., "Efectos de la mojabilidad en procesos de recuperación secundaria por inyección de agua", Cd. México, México: Tesis, Facultad de Ingeniería.

UNAM, 2010.

- [36] B. B. R. H. F.-L. R. B.-A. F. y. L.-R. S. Durán-Valencia C., “Development of enhanced nanocomposite preformed particle gels for conformance control in high-temperature and high-salinity oil reservoirs”, The Society of Polymer Science, Japan (SPSJ), 2014.
- [37] Schlumberger, «“Yacimientos carbonatados”,» [En línea]. Available: http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/carbonates/brochures/cb_carbonatados_08os071.ashx. [Último acceso: 15 Noviembre 2015].