



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE
LA IMPLANTACIÓN DE GELES
POLIMÉRICOS EN PROCESOS DE
DESPLAZAMIENTO CON SALMUERA EN
SISTEMAS POROSOS FRACTURADOS.**

TESIS PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :

**GÓMEZ CASTELLANOS OSCAR.
PASTRANA VILLA ALEXI.**



DIRECTOR DE TESIS: Dra. Rocío Guadalupe de la Torre Sánchez.

CO - DIRECTOR: Dr. Erick Emmanuel Luna Rogero.

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2010



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 (Oscar)

A mi madre **Leticia Castellanos Pérez:**

Primeramente por haberme dado la vida, segundo por apoyarme con todo lo necesario y hasta más para poder realizarme como persona y como profesionalista, por tu cariño y amistad y por sentirte orgullosa de mí. Eres la persona más importante y fundamental para haber podido conseguir este paso tan importante en mi vida, no tengo palabras para agradecerte todo lo que soy por ti. Te quiero mucho ma!!!

A mis abuelos **Ma. Juana Pérez Peña y Eugenio Castellanos Pérez:**

Abuelitos, a pesar de que ya no están con nosotros merecen una especial dedicatoria en este logro tan importante, les agradezco todo lo que me dieron, se que estarían orgullosos de estar en este momento conmigo y que desde donde se encuentran lo están. Los extraño mucho y me gustaría estuvieran aquí!!!

A mi abuela **Yolanda García Castañeda:**

Abue, sin duda alguna un ejemplo especial para mí, a pesar de la poca convivencia, sé que me quieres tanto como yo a ti y que eres una de las personas que más orgullosas están con este gran paso de mi vida, te agradezco todo tu cariño, tus detalles y tus enseñanzas.

A toda la **Familia Castellanos Villa:** Por todo el apoyo, consejos y cariño que me han brindado cuando más lo he necesitado para ser una mejor persona cada día, por los ratos tan agradables que he pasado con ustedes y por ser una familia para mí.

A W. Jorge Castellanos Pérez y Familia:

Gracias tío por el ejemplo y consejo que en gran parte hizo que me decidiera a estudiar esta carrera, en general a toda la familia les agradezco su cariño y apoyo.

A la Familia Camargo Castellanos:

Tíos, primos, les agradezco todo su apoyo, cariño, por acercarnos a mi madre y a mí a su familia, por hacernos parte de ustedes en tantos momentos y por todos los ratos con ustedes.

A mi tío Francisco García y Verónica:

Ustedes en muy poco tiempo de convivencia se ganaron un gran respeto y cariño de mi parte, muchísimas gracias por la confianza y cariño que me brindaron, por abrirme las puertas de su casa y de su corazón.

A la Dra. Rocío G. de la Torre Sánchez:

Dra. Rocío muchas gracias por la oportunidad que me brindó para prestar mi servicio social y dirigir mi tesis, por la confianza, el apoyo y el tiempo que nos dedicó a mí y a este proyecto.

Al Dr. Erick Luna Rojero:

Un especial agradecimiento al Dr. Erick por su valiosísima colaboración en la dirección de este documento, por brindarme su apoyo, tiempo, espacio y por compartir su gran experiencia y conocimientos para hacer esto posible.

Al Ing. Armando Pineda:

Por compartir sus excelentes conocimientos y experiencia para poder realizar los experimentos de este trabajo, por los consejos, por su tiempo y espacio y sobre todo por soportarnos y tenernos paciencia con tantas preguntas, gracias también por su amistad y buenos momentos compartidos con nosotros.

Al equipo de ingenieros del área de recuperación mejorada del IMP:

A todos (**Chimal, Arturo, Bernardo, Márquez, Callejas, Iván Abraham y Daniel**) gracias por su apoyo, consejos, su tiempo y por aguantar que les redujéramos su espacio y siempre estar dispuestos a ayudarnos, gracias por su amistad, por los ratos tan agradables y por hacernos tan amena nuestra permanencia con ustedes, sin lugar a duda los extrañaré y los felicito por ser un equipo de trabajo tan agradable y amigable.

A mis sinodales:

Ing. Manuel Juan Villamar Vigueras

Dra. Rocío Guadalupe de la Torre Sánchez

Dr. Erick Emmanuel Luna Rojero

M. I. Alberto Herrera Palomo

Ing. Agustín Velazco Esquivel

Curiosamente y desafortunadamente por alguna u otra razón no tuve oportunidad de tener el privilegio de haber tomado clase con ninguno de ustedes, sin embargo, en las pocas ocasiones que tuve el gusto de tratar con ustedes me di cuenta del gran conocimiento y capacidad con el que cuentan como ingenieros además de ser excelentes personas con gran calidad humana, por lo anterior además de su

colaboración al habernos dedicado su tiempo y atención para las correcciones y el consecuente mejoramiento de este documento, les agradezco infinitamente y les hago saber lo contento que me siento de saber que ustedes sean los que darán la última palabra respecto a la decisión de darme el título de ingeniero petrolero.

A mi compañero de la carrera y tesis **Alexi Pastrana Villa:**

Por las experiencias vividas en esta corta estancia dentro del IMP durante este tiempo de trabajo, por la cooperación para la realización de este proyecto y por el tiempo compartido.

A mis amigos y compañeros de la Facultad de Ingeniería:

Como dejar de agradecerles tanto tiempo juntos y tanto cariño, les agradezco inmensamente su amistad, compañerismo, apoyo, consejos y por la ayuda directa e indirecta que me dieron para lograr concluir mi carrera, por cuestión de espacio solo mencionaré a algunos de ustedes aunque sé que me van a faltar muchos: **Ricardo (pool), Benjamín (caverman), Horacio (gordo), Luis David (gervy), Grecia, Federico, Estefanie (chiquita), Gelbert, Rogelio, Miguel (bebe), Guillermo Tomás, Jonathan Monterrubio, todos los Gangrena, todos los Oktanos, etc.**, a todos los antes mencionados y a los no mencionados pero que comparto un lazo de amistad y compañerismo les agradezco nuevamente su amistad y su tiempo. Me los llevo para siempre en el corazón!!!

A todos mis **Profesores de la Carrera:**

A cada uno de ustedes les agradezco el haber compartido sus conocimientos conmigo para poder llegar a formarme como ingeniero petrolero, por su interés y vocación de servicio, por su valioso tiempo y por hacerme una persona de bien.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México:**

A nuestra gloriosa y máxima casa de estudios le agradezco infinitamente el haberme acogido en sus brazos, por respaldar con su nombre mi profesión y por permitirme superarme en la vida.

A la **Facultad de Ingeniería:**

A mi queridísima facultad le agradezco el haberme permitido conocer a todos los amigos que fueron mis compañeros por varios años, por haberme dado tantos conocimientos y por permitirme forjarme como profesionista bajo sus aulas.

“Imposible es solo una palabra que usan los seres débiles para vivir fácilmente en el mundo que se les dio, sin atreverse a explorar el poder que tienen para cambiarlo.

Imposible no es un hecho, es una opinión. Imposible no es una declaración, es un reto. Imposible es potencial. Imposible es temporal.

¡¡¡Nada es imposible!!!”....

....muchas veces Dios castiga con lo que da, y premia con lo que niega. Es mejor olvidarnos de ser borregos del montón... las ideas nuevas, nobles y capaces de cambiar el mundo siempre provienen de una persona que en su interior trabaja sola y es capaz de compartirlo con los demás que lo merezcan... piensa!!! cree!!! sueña!!! goza!!! y atrévete!!! que la vida solo es una y hay que vivirla al máximo.

Atte: Oscar Gómez Castellanos.

Agradecimientos (Alexi)

A Dios:

Por haber escogido mi alma del **Go** y asignarme las misiones necesarias que le den sentido a mi existencia y que procuren el bienestar de todos los que me rodean.

A mis padres Aurora Villa G. y Fernando Pastrana A.:

Por haberme dado la vida; por educarme, enseñarme e inculcarme todos los valores para discernir entre el bien y el mal, ya que de éstos depende la calidad de persona que uno decide ser, si decides ser un hombre libre, de paz y de criterio propio o un lacayo inconsciente y alimento de tiranos; por todos los momentos de angustia, desvelos, enojos y malos ratos que los he hecho pasar por mi falta madurez, responsabilidad y descuido; por todos sus regaños, consejos y castigos los cuales me ayudaron a no quebrantar mi integridad física y mental como persona, que me demostraron mis fallos y mis malas formas de proceder y que me enseñaron a corregir y reparar los daños que pude haber provocado por mis acciones; por todas esas atenciones que han tenido para conmigo y por todas las lagrimas derramadas durante los momentos de penumbra en mi salud que nos han enseñado lo frágil que es la vida y a valorar lo afortunados que somos al tener a nuestro seres queridos cerca; por todas esa charlas, por saberme escuchar y orientar en todos mis ratos de miedo, angustia, fracaso y todos los momentos de flaqueo y agobio que he tenido, por haberme apapachado y secado mis lagrimas en esos instantes y darme el aliento y la seguridad de seguir adelante; por todos sus anhelos y empujones que me han y seguirán dando para verme realizado como persona de éxito en mi vida personal, sentimental y profesional; Por los últimos años que los he tenido solo para mi, por todos esos momentos de alegrías y satisfacciones que me han y seguirán brindando como la familia que somos y

por todas sus experiencias compartidas que me han enseñado a disfrutar la vida al máximo.

Por todo lo que hemos vivido y seguiremos viviendo, estaré infinitamente agradecido con ustedes... Los amo mucho y los llevaré siempre en mi corazón.

A mi hermano Ulises Pastrana V.:

porque siempre vi en él la inquietud y las ganas de salir adelante y eso me ayudo a formarme un prospecto a seguir para realizar propósitos y alcanzar mis metas; por enseñarme a darle un orden y una actitud a mis pensamientos y acciones... *el flojo trabaja doble*; por ponerme el ejemplo de luchar contra la adversidad aunque parezca imposible o inútil y el panorama pinte abrumador... *no siempre lloverá*; por todas las bofetadas con guante blanco que me dio ya que por su carácter duro e indiferente no congeniábamos en algunas cosas y esto me ayudo a esforzarme más para crecer como persona y que a pesar de nuestras diferencias y de la distancia que nos separa hemos sabido sortear las pruebas de la vida y hemos aprendido a convivir y a fortificar nuestro lazo de sangre...

A mi hermana Marlene Pastrana V. y fam:

Porque siempre que tenía un problema encontraba en ella la seguridad y el valor de decírselo a mis padres (*aclaro, no era mi tapadera,... solo me comprendía. Jeje*). Porque ella me enseñó a tomar las cosas con calma sin dejar a un lado la importancia de las mismas; por todos los momentos de ánimo y apoyo que me ha otorgado ya que de estos dependieron muchos aspectos en mi vida personal y académica y a pesar de que ella sabía que estaba equivocado, siempre trato de ayudarme incondicionalmente dentro de sus posibilidades. A Alejandro Luja H., mi cuñado, que siempre agregó palabras de calma y sensatez cuando algunas cosas dentro de mi vida no parecían tener sentido. A él agradezco el soporte sentimental que ha dado a la familia principalmente a mi hermana. A mis sobrinos, Fernanda y

Alexis Luja Pastrana, que me han hecho vibrar y estremecer de alegría y sobre todo a reflexionar sobre algunos aspectos de la vida...

... de igual manera que a mis padres, les agradezco a todos ustedes las vivencias que hemos tenido como la familia que hemos formado, los momentos adversos, difíciles, de júbilo, de alegría, de luz y oscuridad por los cuales hemos pasado, han hecho que el núcleo y el lazo familiar se hagan más fuertes y esto nos ha servido para lidiar juntos contra cualquier adversidad y salir bien librados. Por esto motivos, también forman una parte muy importante en mi vida. Los amo y siempre estarán conmigo.

A mis abuelitos:

Saturnina García R., Ramona Arenas M. y Antonio Pastrana P.[†] porque ellos siempre han velado por el bienestar y progreso de mi familia y nos han proporcionado del apoyo y pilar más importante de todos...el amor.

A todas y todos mis tías, tíos, primos, primas, sobrinas y sobrinos:

Porque en algún momento de mi vida me brindaron su apoyo y con sus palabras de aliento me dieron el ánimo para no darme por vencido y seguir adelante.

A la gloriosa Universidad Nacional Autónoma de México:

Mi alma mater, que desde el bachillerato me abrió sus puertas para que pudiera emprender mi vida académica hacia el profesionalismo y tener la oportunidad de desarrollar mis aptitudes, actitudes y virtudes y dotarme de otras más que servirán para forjar mi futuro.

A la Magnífica Facultad de Ingeniería:

Que me acogió entre sus discípulos y me dió las herramientas necesarias para pulir y perfeccionar todas las disciplinas impartidas por el mismo recito académico, que me ayudaran a desempeñar mi profesión en bienestar común y propio para poder alcanzar un futuro prospero. Gracias por haberme demostrado que la suerte no existe sino que todo ocurre en el tiempo y espacio apropiados para que se propicie una buena o mala situación.

A todos mis profesores de la carrera:

Ya que todos ellos han fungido como nuestros gurús académicos y han formado un sustento muy importante en nuestra formación profesional, a los buenos profesores porque siempre mantuvieron la batuta y el aliciente en alto para que pudiera alcanzar mis objetivos y a los malos profesores porque su falta académica siempre me ayudo a esforzarme más y así superarme como persona.

A mis profesores y sinodales: Ing. Manuel Juan Villamar Viguera, Dra. Rocío Guadalupe de la Torre Sánchez, Dr. Erick Emmanuel Luna Rojero, M. I. Alberto Herrera Palomo y al Ing. Agustín Velazco Esquivel: Gracias a ellos por ser mis profesores en la carrera, por compartirme sus conocimientos para guiarme por el sendero del buen saber y por tomarse el tiempo y la molestia para revisar este documento para poder presentar un trabajo de gran calidad. También les agradezco por poseer una gran calidad como personas.

A la ***Dra. Rocío Guadalupe de la Torre Sánchez*** por todas las atenciones y oportunidades que me brindo a lo largo de mi estancia en la facultad de ingeniería así como haberme guiado y dirigido en este trabajo de tesis.

Al mejor grupo de investigación y recuperación de hidrocarburos del IMP:

Conformado por ***Erick Luna, Armando Pineda, Jorge Chimal, Daniel Navarrete, Bernardo, Abraham, Callejas, Arturo, Iván, Márquez***, que durante seis largos meses nos soportaron, orientaron y apoyaron para que pudiéramos concretar nuestro trabajo de tesis. Por todos esos momentos de convivencia que nos hicieron pasar una estancia muy agradable y nos hicieron el trabajo más fácil y divertido.

A Sixta Hinndi Mendoza Pérez:

Que de pronto apareció en mi vida brindándome su confianza, amistad y amor. *Ella es una pieza clave en este rompecabezas* ya que me ha acompañado en esta odisea demostrándome su apoyo y animándome en mis momentos de abrumo. Gracias por estar a mí lado... te amo.

También aprovecho para agradecer a la ***Sra. Sixta Pérez S.***, madre de Hinndi, por depositar en mí su confianza y por darme un ejemplo de fortaleza ante los momentos de tempestad y difíciles de la vida... la aprecio mucho.

A mi camarada y amigo Oscar Gómez Castellanos:

Que desde que nuestros caminos se juntaron en esta *búsqueda* me ha brindado su confianza, apoyo y amistad; por todos esos momentos en que hemos remado contra corriente y luchando contra la tempestad y aunque el panorama se nos haya mostrado oscuro y desolador siempre hemos encontrado una orilla tranquila donde atracar; por todas esas *conbebecias* y ratos de alegría y satisfacción donde nos hemos reído de la vida y por todas las veces que me has cubierto la espalda y yo no lo he sabido valorar te pido me perdones... te quiero mucho amigo.

A todos mis amigos:

En especial a la comunidad 8ktano9: Johny, Peter, Dano, Memo, Smith, Yeyo, Yaniako, Fafa, Mau, Serch, Choco, Tiki, Roger, Compaye, Henrro, Markato, Miguel, Aaron, Tania Tovar, Alizcair, John, Jordan Pool, Benja, Berny,... y demás veteranos de guerra y anexados culturales, la cual comenzó por un simple equipo de futbol, pasando por un Centro de Inteligencia y Operaciones Tácticas (BUNKER), hasta convertirse en un grupo fraternal donde la convivencia y el apoyo mutuo me sirvió como respaldo y refugio cuando la carga de la adversidad en mi vida personal y académica me acorralaba y desarmaba haciéndome sentir confuso e indefenso, siempre encontré a alguien que me tendiera su mano y me ayudara a salir del *hoyo*... los quiero mucho amigos.

A la cuadrilla, a la pandilla, a los petro-babys, a los de la otra facultad (Telcel-Matrix), a todos los petroleros y ciencias de la tierra y demás ingenierías que tuve el placer de conocer a lo largo de todo mi trayecto en la escuela:

Gracias a todos ellos por haberme apoyado en cualquier urgencia o problema por el cual estuviera pasando y por hacer mi estadía más fácil y placentera en esta aventura llamada *Facultad de Ingeniería*

NOTA: Por cuestiones prácticas solo nombré grandes grupos de amigos pero eso no significa que no me acuerde de todos ellos o que quiera excluir a alguien, por lo tanto, a todos los quiero y tiene un lugar muy especial en mi vida.

Y finalmente, para todos aquellos que nunca creyeron en mí o me vieron como un enemigo:

Gracias, porque al no tener ninguna ayuda o auxilio de parte de ellos, siempre me vi en la necesidad de exigirme más y lograr mis metas por meritos propios... no se preocupen, también los quiero.

Atte: Alexi Pastrana Villa.

*Hay hombres que luchan un día y son buenos,
Hay otros que luchan un año y son mejores,
Hay quienes luchan muchos años y son muy buenos,
Pero hay los que luchan toda la vida,
Esos son los imprescindibles.*

Brelton Brech

INDICE GENERAL.

	Página.
Agradecimientos (Oscar)	
Agradecimientos (Alexi)	
Índice.	<i>I</i>
Índice de Figuras.	V
Índice de Tablas.	<i>IX</i>
Introducción	<i>XI</i>
Capítulo 1. Conceptos Generales.	1
1.1 Introducción.	1
1.2 Definiciones.	1
Capítulo 2. Planteamiento del Problema.	22
2.1 Introducción.	22
	<i>I</i>

2.2	Justificación.	22
2.3	Objetivo(s).	24
2.3.1	Objetivo general.	24
2.3.2	Objetivos particulares.	24
2.4	Alcances.	26
Capítulo 3. Revisión de la Literatura.		27
3.1	Introducción	27
3.2	Resumen de documentos referentes a la implantación de geles.	27
Capítulo 4. Selección de Roca y Fluidos.		35
4.1	Introducción.	35
4.2	Roca.	35
4.2.1	Definiendo la arenisca.	35
4.2.2	Arenisca de Berea.	36
4.3	Gel.	39
4.3.1	Preparación de los geles.	39
4.3.2	Acondicionamiento de las muestras de roca.	41
4.3.3	Determinación de los esfuerzos normales y de corte.	42
4.4	Salmuera.	45
4.5	Aceite.	45

Capítulo 5. Caracterización Petrofísica del núcleo.	47
5.1 Introducción.	47
5.2 Limpieza del núcleo.	47
5.3 Porosidad y permeabilidad absoluta del núcleo como una sola pieza.	53
5.3.1 Vacío.	54
5.3.2 Saturación.	55
5.3.3 Porosidad del núcleo.	57
5.3.4 Porosidad de un tapón de la misma formación.	59
5.3.5 Permeabilidad absoluta del núcleo.	60
5.3.5.1 Medición del diferencial de presión.	62
5.3.5.2 Obtención de la permeabilidad absoluta.	64
5.4 Porosidad y permeabilidad absoluta en las medias cañas.	75
5.4.1 Obtención del área de las caras planas de las medias cañas.	75
5.4.2 Determinación de la porosidad de cada media caña.	84
5.4.3 Determinación de la permeabilidad absoluta de las medias cañas.	86
 Capítulo 6. Experimentos.	 92
6.1 Introducción.	92
6.2 Primer experimento (núcleo con fractura abierta).	92

6.3	Segundo experimento (fractura sellada con hule).	96
6.4	Tercer experimento (fractura sellada con gel).	97
Capítulo 7. Interpretación y Análisis de Resultados.		104
7.1	Introducción.	104
7.2	Primer experimento.	104
7.3	Segundo experimento.	107
7.4	Tercer experimento.	109
Capítulo 8. Conclusiones.		113
8.1	Introducción.	113
8.2	Conclusiones.	113
Bibliografía.		117

Índice de Figuras.

1.1 Diferentes tipos de porosidad en la roca.	2
1.2 Volumen de poros en la matriz de la roca.	5
1.3 Porosidad efectiva en la roca.	7
1.4 Saturación de un fluido en los poros de la roca.	8
1.5 Saturaciones de fluidos en la roca.	10
1.6 Permeabilidades relativas al agua y al aceite vs. sus respectivas saturaciones.	14
1.7 Diagrama de fuerzas capilares.	16
1.8 Esquema de rocas mojadas fuertemente por agua y fuertemente por aceite.	18
1.9 Ilustración de mojabilidad y presión capilar.	19
4.1 Núcleos de arenisca de Berea y porosidad de una arenisca con una resolución de 20 X.	36
4.2 Corte del núcleo.	38
4.3 Núcleo enmangado con plástico termoadherible.	38
4.4 Corte de las galletas con la cierra de disco.	42
5.1 Esquema de fluidos dentro del cilindro de transferencia.	49
5.2 Arreglo de los componentes dentro de la manga de hule del core holder.	50
5.3 Esquema del arreglo de los componentes dentro del core holder.	51
5.4 Esquema de introducción de la presión de confinamiento al núcleo.	51
5.5 Recuperación de solventes durante las etapas de limpieza.	52

5.6 Diagrama de inyección de nitrógeno al núcleo.	53
5.7 Diagrama del procedimiento de presión de vacío al núcleo.	55
5.8 Diagrama de medición de diferencial de presión con el núcleo en posición horizontal.	63
5.9 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura aislada (horizontal y área cilíndrica).	65
5.10 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura aislada (horizontal y área elíptica).	66
5.11 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura aislada (horizontal y área elíptica).	67
5.12 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura aislada (vertical y área elíptica).	68
5.13 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura abierta (horizontal y área cilíndrica).	69
5.14 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura abierta (horizontal y área elíptica).	70
5.15 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura abierta (vertical y área cilíndrica).	71
5.16 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura abierta (vertical y área elíptica).	72
5.17 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del tapón del núcleo (horizontal).	73
5.18 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del tapón del núcleo (vertical).	74
5.19 Dimensiones de las dos medias cañas.	76
5.20 Esquema de obtención de un sector circular.	76

5.21	77
5.22	78
5.23 Esquema de la zona de fractura en el núcleo.	78
5.24	79
5.25 Esquema de las áreas del cilindro conformado por las dos medias cañas.	82
5.26 Parábola con semiejes.	82
5.27 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta de la media caña #1 (horizontal).	87
5.28 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta de la media caña #1 (vertical).	88
5.29 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta de la media caña #2 (horizontal).	89
5.30 Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta de la media caña #2 (vertical).	90
6.1 Esquema de saturación de aceite inicial y saturación de salmuera residual.	93
6.2 Centrifugado de tubos de ensayo.	94
6.3 Esquema de medición de diferencial de presión con los transductores en la entrada y la salida durante la inyección de salmuera.	97
6.4 Sistema soxhlet con cloroformo para limpieza del núcleo.	98
6.5 Implantación manual del gel al núcleo en la zona de fractura.	100
6.6 Gel implantado en la fractura del núcleo y confinado con tiras de plástico termoadherible.	101
6.7 Núcleo a las condiciones del experimento.	102
7.1 Gráfica de producción de aceite acumulada vs. volumen de poro para la fractura abierta.	104
7.2 Gráfica de diferencial de presión vs. volumen de poro para la fractura	

abierta.	105
7.3 Gráfica de producción de aceite vs. volumen de poro para la fractura sellada con hule.	107
7.4 Gráfica de diferencial de presión vs. volumen de poro para la fractura sellada con hule.	108
7.5 Gráfica de producción de aceite vs. volumen de poro para la fractura sellada con gel.	109
7.6 Gráfica de producción de aceite y agua vs. volumen de poro para la fractura sellada con gel.	111
7.7 Gráfica de diferencial de presión vs. volumen de poro para la fractura sellada con gel.	112
8.1 Comparación de los volúmenes de aceite producidos en los tres experimentos.	113
8.2 Comparación de los diferenciales de presión generados en los tres experimentos.	115

Índice de Tablas.

1.1 Clasificación de mojabilidad de la roca por agua y aceite de acuerdo a las Diferentes saturaciones de los fluidos.	17
4.1 Composición química de la roca arenisca de Berea.	37
4.2 Composición de los geles.	41
4.3 Esfuerzo normal de los geles.	43
4.4 Esfuerzo de corte de los geles.	43
4.5 Esfuerzo normal de los geles a la intemperie.	44
4.6 Componentes de la salmuera sintética.	45
4.7 Características del aceite muerto a.c.s.	46
5.1 Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura aislada (horizontal y área cilíndrica) a diferentes gastos de inyección.	65
5.2 Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura aislada (horizontal y área elíptica) a diferentes gastos de inyección.	66
5.3 Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura aislada (vertical y área cilíndrica) a diferentes gastos de inyección.	67
5.4 Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura aislada (vertical y área elíptica) a diferentes gastos de inyección.	68
5.5 Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura abierta (horizontal y área cilíndrica) a diferentes gastos de inyección.	69
5.6 Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura abierta (horizontal y área elíptica) a diferentes gastos de inyección.	70
5.7 Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura abierta (vertical y área cilíndrica) a diferentes gastos de inyección.	71

5.8 Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura abierta (vertical y área elíptica) a diferentes gastos de inyección.	72
5.9 Permeabilidades absolutas del tapón de núcleo (horizontal) a diferentes gastos de inyección.	73
5.10 Permeabilidades absolutas del tapón de núcleo (vertical) a diferentes gastos de inyección.	74
5.11 Permeabilidades absolutas de la media caña #1 (horizontal) a diferentes gastos de inyección.	86
5.12 Permeabilidades absolutas de la media caña #1 (vertical) a diferentes gastos de inyección.	87
5.13 Permeabilidades absolutas de la media caña #2 (horizontal) a diferentes gastos de inyección.	88
5.14 Permeabilidades absolutas de la media caña #2 (vertical) a diferentes gastos de inyección.	89
5.15 Resumen de permeabilidades absolutas tomando en cuenta las distintas posiciones de las pruebas y considerando diferentes áreas de núcleo.	91

Introducción

El agua salada está siempre presente en los yacimientos petrolíferos ya sea congénitamente o por otra fuente como un acuífero o a través de su inyección como un proceso de recuperación secundaria. El agua tiende a fluir en forma preferencial por las zonas de mayor permeabilidad y su separación se presenta en forma natural por el ritmo de explotación como conificación y algunas veces en etapas tempranas de la vida productiva por fracturas y canales.

Cuando el yacimiento es naturalmente fracturado con una red de fracturas interconectada, generalmente la conductividad es vertical y el agua tiende a canalizar a través del poco volumen de alta permeabilidad de la fractura. En los sistemas de recuperación secundaria se obtienen deficientes barridos de aceite de la matriz y en el caso de los pozos productores, cuando el yacimiento produce por empuje hidráulico existe la posibilidad de que presente el efecto de conificación de agua.

Una vez que el pozo comienza a manejar agua se presentan problemas tales como: desgaste de la tubería de explotación, tubería de producción, conexiones y líneas superficiales por corrosión; obstrucciones por depositación de sales y sedimentos; costos adicionales por su manejo; incertidumbre con respecto a la profundidad del contacto agua-aceite; abandono de intervalos con volúmenes considerables de aceite remanente y el más importante que es el de reducción de la producción, debido al incremento de carga hidrostática como consecuencia del acortamiento de la vida económica de los pozos.

Debido a la disminución de actividades de la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo, por parte de Pemex Exploración y Producción, se le ha dado mayor importancia a proyectos de reparación de pozos, estimulaciones, redisparos y diversos trabajos encaminados al mantenimiento de la producción, dentro de los cuales se encuentra la aplicación de tratamientos de gelación *in-situ* para prolongar la vida fluyente del yacimiento.

Los tratamientos de gelación *in-situ* son usados en aplicaciones de diferentes tipos de yacimientos. Los problemas a resolver por los geles, pueden ser agrupados como:

- a) Fracturas
- b) Tuberías de explotación
- c) Conificaciones
- d) Heterogeneidades

Estos sistemas (geles) deben de ser capaces de reducir la permeabilidad relativa del agua sin alterar la permeabilidad relativa al aceite, requiriendo que el fluido bombeado tenga propiedades reológicas similares al agua producida, pueden ser manejados de dos maneras: los reactivos con los que se prepara el sistema de gel polimérico son mezclados antes de la inyección al yacimiento o alternamente bombeados como baches.

La duración del tratamiento depende de: la profundidad de penetración; la habilidad de la formación para aceptar fluidos; el volumen de tratamiento; resistencia mecánica del gel; distribución de porosidad y permeabilidad de la formación; presencia de fracturas; temperatura del yacimiento; profundidad, etc. Debido a todos estos factores no se puede generalizar un diseño en especial, el conocimiento o determinación de ellos es la base para la selección de los componentes del sistema y constituye la guía para facilitar el trabajo de laboratorio.

De esta manera se abarca o intervienen diferentes disciplinas, como son Yacimientos, Producción y Servicios a Pozos, todas son de importancia y constituyen el estudio integral, que permitirá recibir beneficios, principalmente la de obtener mayor producción durante las etapas de explotación primaria y secundaria, además de obtener ahorros substanciales al reducir los volúmenes de agua a manejar, minimización de los daños de desgaste por corrosión a instalaciones subsuperficiales y superficiales y menor incertidumbre con mayor seguridad para cambios de intervalos.

Capítulo 1. Conceptos Generales.

1.1 Introducción.

Con la finalidad de comprender los procesos y fenómenos que intervienen tanto en los experimentos de desplazamiento en las pruebas de laboratorio, como en la aplicación de campo, en éste capítulo se presentan los conceptos generales de los principales elementos que interactúan de manera permanente en la industria petrolera.

1.2 Definiciones.

Yacimiento:

Se entiende por yacimiento a la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora y se encuentran confinados a alta presión y temperatura, debido a la profundidad a la que se encuentra el yacimiento.

Yacimiento Naturalmente Fracturado:

Los yacimientos naturalmente fracturados se definen como aquellos yacimientos de hidrocarburos cuya producción está influenciada por la presencia de fracturas. Para comprenderlos, Barenblatt (1959) introdujo principios físicos de las rocas fracturadas de la siguiente manera: “Una roca porosa con un sistema de fracturas altamente desarrollado, puede ser representado como la superposición de dos medios porosos con poros de diferentes tamaños”; esto es, la roca está constituida por dos sistemas porosos bien diferenciados: porosidad inter-granular, formada

por los espacios vacíos entre los granos de la roca, y la porosidad formada por los espacios de las fracturas. Si el sistema poroso tiene vúgulos o huecos de disolución, hay una porosidad adicional: la porosidad vugular, esto ocurre en presencia de carbonatos. Un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado es un volumen de roca compuesto por un sistema multiporoso que contiene:

- Microfracturas
- Fracturas
- Macrovúgulos
- Vúgulos
- Matriz
- Y varios tipos de redes de fracturas

En la Fig. 1.1, se muestra un esquema simple de los elementos de matriz separados por fracturas.

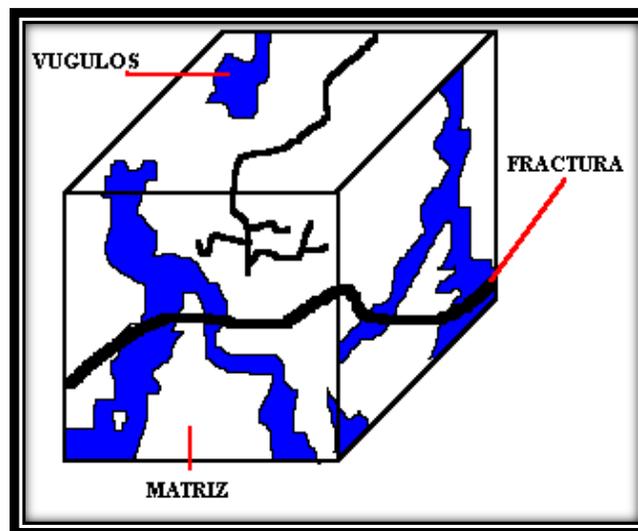


Figura 1.1. Diferentes tipos de porosidad en la roca.

Desde el punto de vista geológico y de la ingeniería de yacimientos, solo se toman como yacimientos naturalmente fracturados a aquellos cuyas fracturas gobiernan los patrones de productividad de tal yacimiento, ya sea en forma negativa o positiva.

El flujo de fluidos a través de medios porosos fracturados ha recibido un fuerte impulso en los últimos años, su importancia se debe a que los yacimientos de hidrocarburos más prolíferos del mundo son naturalmente fracturados.

Fracturas:

Se conocen como fracturas, aquellas discontinuidades en el material que compone la roca, pueden ser microscópicas o macroscópicas, ellas aparecen debido a que los esfuerzos de confinamiento a los que está sometida la roca, son superiores a los esfuerzos de ruptura. Las fracturas naturales influyen en el comportamiento tanto de la producción como en la declinación de presión en el yacimiento. Esta influencia puede resultar tanto negativa como positiva sobre todo en la parte del flujo de fluidos a través del medio poroso. Por ejemplo, las fracturas abiertas, es decir, que no han sido cementadas o parcialmente mineralizadas (con buena permeabilidad), por lo general tienen un efecto positivo en el flujo de petróleo; pero adversamente ocurre con el flujo de agua y gas, ya que por la alta permeabilidad que ellas presentan tienden a ocurrir los problemas de conificación o canalización. Por otro lado, las fracturas totalmente cementadas o mineralizadas pueden crear barreras de permeabilidad a todos los tipos de flujo.

Frecuentemente ocurre que los yacimientos naturalmente fracturados, presentan una matriz de muy baja permeabilidad pero con una porosidad suficiente para almacenar grandes cantidades de fluidos, esto justifica su explotación.

En estos casos y sabiendo que la matriz es de muy baja permeabilidad es necesario hacer notar la vital importancia que tiene la presencia de estos canales intercomunicados para transportar los fluidos hacia los pozos, estos es: las

fracturas sólo funcionan como la vía de drenaje gracias a sus altos valores de permeabilidad. Sin embargo, existen yacimientos fracturados en los cuales la acumulación de fluidos tiene lugar únicamente en las fracturas ya que la matriz presenta valores de porosidad mínimos. En este caso es cuando ocurre la particularidad de que la capacidad de almacenamiento de las fracturas es el factor del cual depende el desarrollo del yacimiento.

Porosidad:

La porosidad es el espacio disponible dentro de la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella, por lo tanto, esta propiedad de la roca se puede definir como la relación del espacio vacío (huecos) en la roca con respecto al volumen total de ella. Esto es, que el volumen de roca, está formado por un volumen de huecos o poros y un volumen de sólidos. Matemáticamente se expresa como:

$$V_r = V_p + V_s \quad (1.1)$$

Donde:

V_r : Volumen de roca.

V_p : Volumen de poros.

V_s : Volumen de sólidos.

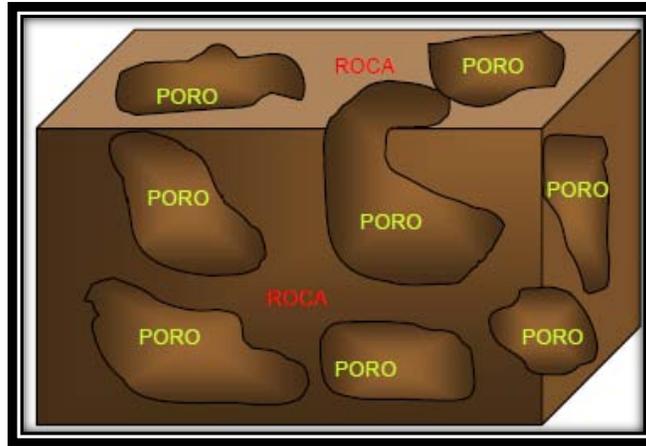


Figura 1.2. Volumen de poros en la matriz de la roca.

Si el volumen de poros se relaciona con el volumen de roca, se obtiene la porosidad y ésta se representa en fracción o en porcentaje.

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \times 100 \quad (1.2)$$

Una vez que se ha definido el término de porosidad, es importante señalar que no todos los poros de una roca están siempre comunicados entre ellos, en ocasiones, algunos poros están aislados; por lo que la porosidad de la roca suele clasificarse en:

- Porosidad primaria.
- Porosidad secundaria.
- Porosidad absoluta.
- Porosidad efectiva

Porosidad primaria:

Se define como aquella adquirida al tiempo de depósito y litificación del material. Esto es, a los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. A esta porosidad también se le conoce con los nombres de porosidad original, intergranular o de matriz.

Porosidad secundaria:

Es aquella que adquiere la roca una vez que han actuado en ella ciertos procesos geológicos (mecánicos) o fenómenos químicos, es decir después de la diagénesis. Estos pueden actuar por separado o en conjunto, asumiéndose que ha sido posterior a la litificación de la roca misma. También se le conoce como porosidad inducida.

Porosidad absoluta:

Considera el volumen poroso tanto de los poros aislados como el de los comunicados. Se expresa como la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca, matemáticamente está dada por la expresión:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (1.3)$$

Donde:

Φ_a : Porosidad absoluta.

V_{pc} : Volumen de poros comunicados.

V_{pnc} : Volumen de poros no conectados.

V_r . Volumen de roca.

Porosidad efectiva:

Se define como el porcentaje del espacio poroso interconectado con relación al volumen total de roca. Esta porosidad es la de interés para la industria petrolera y se expresa como:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \times 100 \quad (1.4)$$

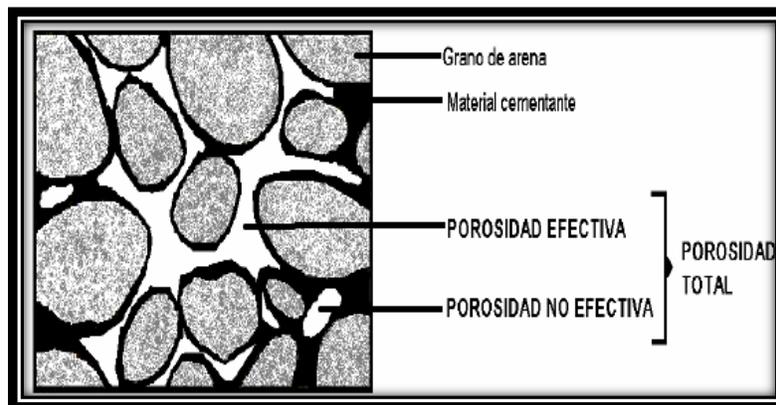


Figura 1.3. Porosidad efectiva en la roca.

Saturación:

La saturación de un fluido en un medio poroso es la medida del volumen de los fluidos contenidos en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra el yacimiento; matemáticamente se expresa:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.5)$$

Donde:

S_f : Saturación del fluido.

V_f : volumen del fluido.

V_p : volumen poroso.



Figura 1.4. Saturación de un fluido en los poros de la roca.

V_f puede representar: aceite(o), agua (w) o gas (g), por lo que:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (1.6)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (1.7)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (1.8)$$

En una formación donde la saturación de agua es inferior al 100%, es decir, que $S_w < 1$, y suponiendo que se tienen dos fluidos en el sistema (agua y aceite), implicaría una saturación de hidrocarburos igual a un 100% menos la saturación del agua contenida en el sistema ($S_o = 1 - S_w$). Para un sistema de tres fluidos contenidos en el yacimiento se expresaría de igual manera, añadiendo solamente el otro término, es decir, la saturación del gas.

La saturación en conjunto siempre debe dar 1 ó 100% (ya sea para un sistema de uno, dos o tres fluidos). De esta manera, si se tiene un sólo fluido en el medio poroso, entonces, el volumen poroso será igual al volumen de ese fluido, esto es:

$$S_f = \frac{V_f @ c.y.}{V_p @ c.y.} = 1 \quad (1.9)$$

Donde:

S_f : Saturación del fluido.

$V_f @ c.y.$: volumen del fluido a condiciones de yacimiento.

$V_p @ c.y.$: volumen poroso a condiciones de yacimiento.

En la Fig. 1.5 se muestran sistemas roca-fluido para saturaciones de la roca con uno, dos y tres fluidos.

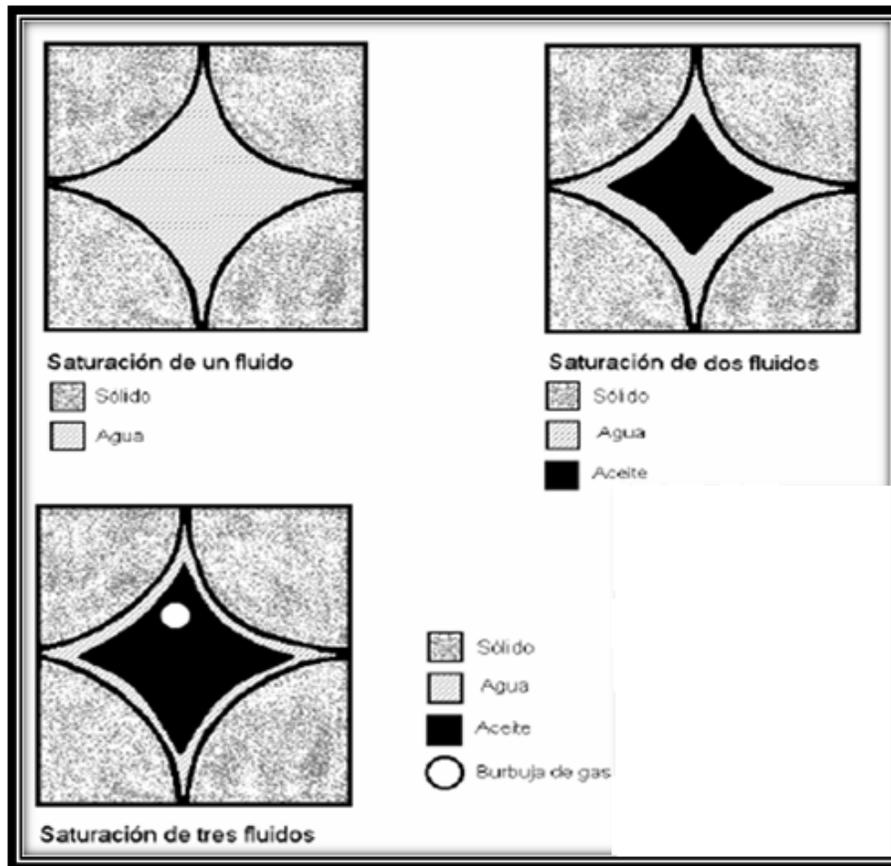


Figura 1.5. Saturaciones de fluidos en la roca.

Dependiendo de las condiciones a las que se encuentre el o los fluidos dentro del yacimiento, existen diferentes formas de clasificar las saturaciones, dentro de las más comunes se tienen:

Saturación inicial:

Es aquella a la cual es descubierto el yacimiento en el caso del agua, también se le denomina saturación del agua congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos, dependiendo de su valor, el agua congénita podrá tener o no movimiento, en el caso donde el agua deja de tener movimiento se dice que se ha alcanzado la saturación de agua irreductible (S_{wi}) o una saturación menor que la crítica (S_c)

Saturación residual:

Es aquella que se tiene después de un período de explotación en una zona determinada. Dependiendo del movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se está sometiendo el yacimiento y el tiempo, esta puede ser igual, menor ó en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.

Saturación Crítica:

Es aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso (movimiento inducido por consecuencia de algún proceso). En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua y la saturación inicial puede variar entre 10 y 30 %. En yacimientos con entrada de agua natural o artificial, puede alcanzar valores del orden del 50% ó más; así como residuales de aceite del orden del 40%.

Las saturaciones de fluido pueden obtenerse directamente de núcleos preservados en el laboratorio o indirectamente a partir de registros geofísicos de exploración.

Permeabilidad:

La permeabilidad (k) se puede definir como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Una roca, para ser permeable, debe tener los poros interconectados, capilares o fracturas. De aquí que existe una relación proporcional entre la porosidad y la permeabilidad. Las permeabilidades más grandes, en general, corresponden a grandes porosidades, pero esto está lejos de ser una regla absoluta. Debido a que depende del grado de interconexión en los poros.

La unidad de permeabilidad es el darcy, la cual es muy grande, por lo que generalmente en la industria petrolera se utiliza el milidarcy (md).

Permeabilidad absoluta (k_a):

Es aquella en la cual solo 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 reaccione con el medio, esta propiedad es característica del sistema y será la misma independientemente del fluido, además el fluido no debe reaccionar con la roca y debe mojar a los sólidos.

Permeabilidad efectiva (k_{ef}):

En el medio poroso pueden estar presentes más de un fluido; y por lo tanto tener dos fases 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 se tengan. De esta manera, la permeabilidad efectiva tiene el siguiente rango: $0 \leq k_{ef} \leq k_a$.

Permeabilidad relativa (k_r):

Si una formación contiene dos o más fluidos inmiscibles, y se encuentran fluyendo a la vez; cada fluido tiende a interferir con el flujo de los otros. Esta reducción de la facilidad de un fluido para fluir a través de un material permeable es denominada

como el efecto de permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa puede estar controlada por los siguientes factores:

- Geometría del poro.
- Mojabilidad
- Distribución de fluidos.
- Saturaciones e historia de saturación.

La presencia de agua sobre la superficie de una roca reducirá el área transversal disponible para que el petróleo pueda fluir. La permeabilidad relativa es una cantidad adimensional y es usada en conjunto con la permeabilidad absoluta para determinar la permeabilidad efectiva a un fluido.

La permeabilidad relativa al aceite, gas y agua respectivamente se expresan de la siguiente manera:

$$k_{ro} = \frac{k_{eo}}{k_a} \quad (1.10)$$

$$k_{rg} = \frac{k_{eg}}{k_a} \quad (1.11)$$

$$k_{rw} = \frac{k_{ew}}{k_a} \quad (1.12)$$

La permeabilidad relativa es normalmente representada como una función de saturación de fluido. Los datos pueden ser obtenidos de mediciones de laboratorio, datos de campo, o correlaciones.

El tipo de datos de permeabilidad relativa necesarios para describir el flujo en un yacimiento de hidrocarburos depende del tipo de fluidos presentes. La permeabilidad relativa de dos fases es un concepto simple y es adecuado para muchas situaciones.

La permeabilidad relativa se explica con mayor facilidad por medio de un diagrama como el que se muestra en la Fig. 1.6:

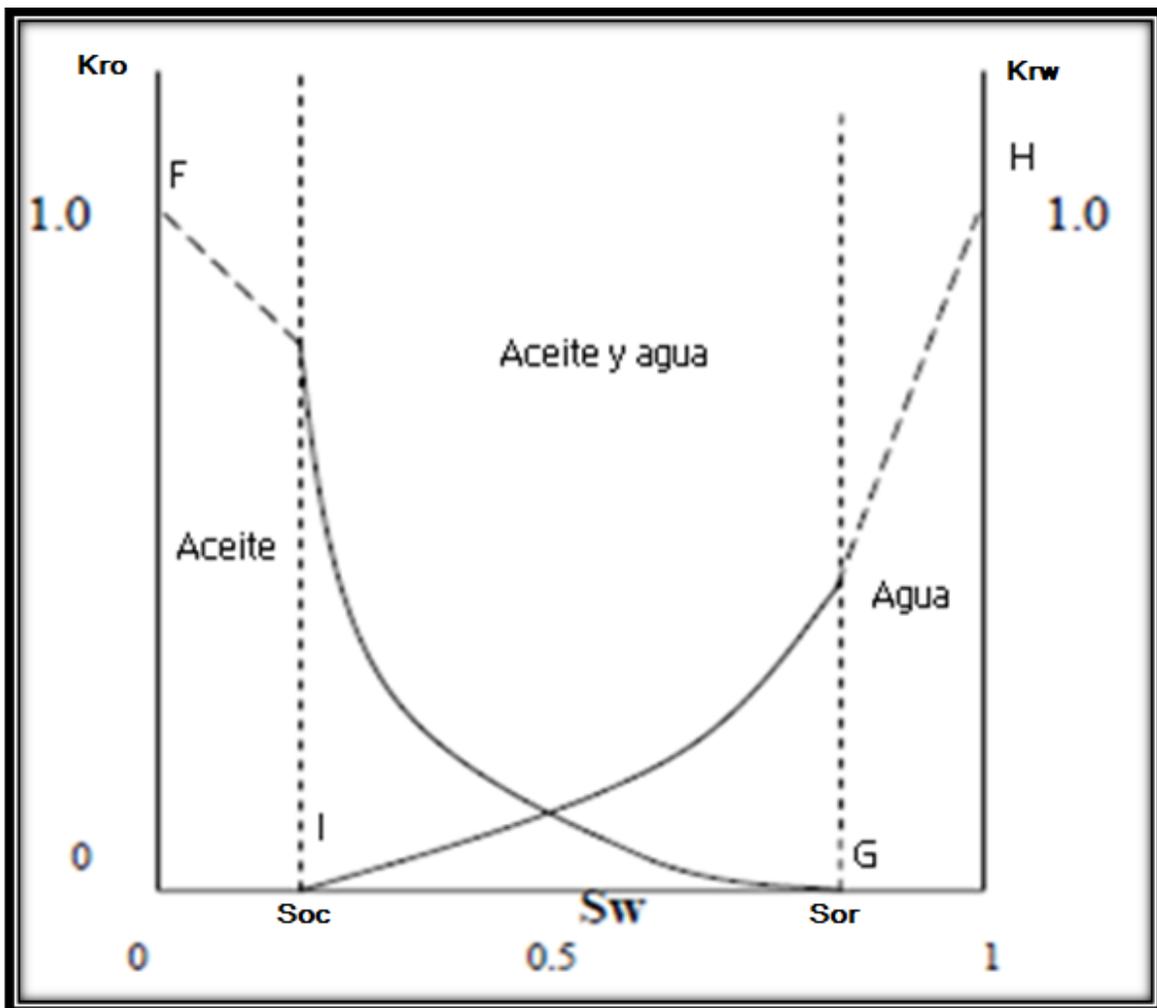


Figura 1.6. Permeabilidades relativas al agua y al aceite vs. sus respectivas saturaciones.

Donde:

La curva denominada k_{ro} la cual comienza en el punto F situado en la esquina superior izquierda con saturación cero para el agua y con un valor de 1 en permeabilidad relativa de la formación para el aceite en presencia de cantidades variables de agua intersticial.

La capacidad de flujo del aceite cesa cuando el 90% o más del espacio poroso es ocupado por agua (punto G).

La curva k_{rw} representa la permeabilidad relativa de la formación para la fase acuosa. Esta curva alcanza la unidad en el punto H cuando los poros están 100% saturados de agua. Para la roca del ejemplo, la permeabilidad relativa para el agua vale cero cuando la saturación de agua es igual a la irreductible o menor de 10% (aproximadamente).

Físicamente la combinación de ambas curvas determina que por debajo del 10% de saturación de agua (zona del diagrama limitada por los puntos I y F), ésta no fluye y únicamente el aceite puede desplazarse, debido a que ese 10% de agua en la roca es irreductible. En la zona del diagrama limitada por los puntos G y H que representa el intervalo de saturación del agua entre 90 y 100% no existe permeabilidad para el aceite y sólo el agua se puede mover. Entre los puntos I (10 %) y G (90 %) existe permeabilidad tanto para el agua como para el aceite y ambas fases pueden desplazarse a través de la roca aunque en diferente proporción dependiendo del sitio dentro del intervalo.

Tensión interfacial (σ):

Es el resultado de los efectos moleculares por los cuales se forma una interfase que separa dos líquidos. Si $\sigma = 0$ se dice que los líquidos son miscibles entre sí. En el caso de una interfase gas-líquido, se le llama **tensión superficial**.

Fuerzas capilares:

Son el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, de tamaño y forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de cohesión de los líquidos, es decir, de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

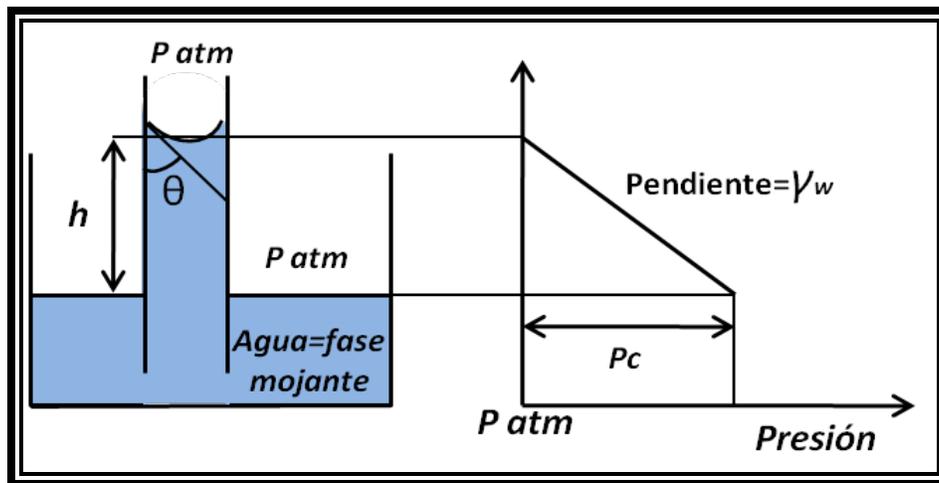


Figura 1.7. Diagrama de fuerzas capilares.

De la Fig. 1.7., para que el sistema este en equilibrio se tiene:

$$(\uparrow) \text{ Fuerzas Capilares} = \text{peso del líquido} (\downarrow) \quad (1.13)$$

$$2\pi r \sigma \cos\theta = \rho g h \pi r^2 \quad (1.14)$$

Despejando h:

$$h = \frac{2\sigma \cos\theta}{r\rho g} \Rightarrow \rho gh = \Delta P = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (1.15)$$

Mojabilidad:

Es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido y se mide por el ángulo de contacto. Si la roca es mojada por aceite se dice que es oleofílica y si lo es por agua será hidrofílica.

Existen algunas reglas empíricas por medio de las cuales es posible inferir si una formación es mojada por agua o por aceite, la más conocida de ellas es la expresada por Craig y col., expuesta en un serie de 6 artículos de la SPE titulados Wettability, Literatura Survey escritos por William G. Anderson tal como se muestra en la tabla 1.1:

Tabla 1.1. Clasificación de mojabilidad de la roca por agua y aceite de acuerdo a las diferentes saturaciones de los fluidos.

CARACTERISTICAS	SISTEMA MOJADO POR :	
	AGUA	ACEITE
1.-SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE EN EL VOLUMEN POROSO	USUALMENTE MAYOR DEL 20% POROSO.	GENERALMENTE MENOR DEL 15%
2.-SATURACION EN LA CUAL $K_{rw} = K_{ro}$	MAYOR DEL 50% DE S_w	MENOR DEL 50% DE S_w
3.-PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA, AL MAXIMO PUNTO DE SATURACION DE AGUA.	GENERALMENTE MENOR DEL 30%	MAYOR DEL 50% Y TIENDE AL 100%

De acuerdo a lo expresado por Craig, la forma en que se desplazan los fluidos en el medio poroso puede ser representada mediante la Fig. 1.8:

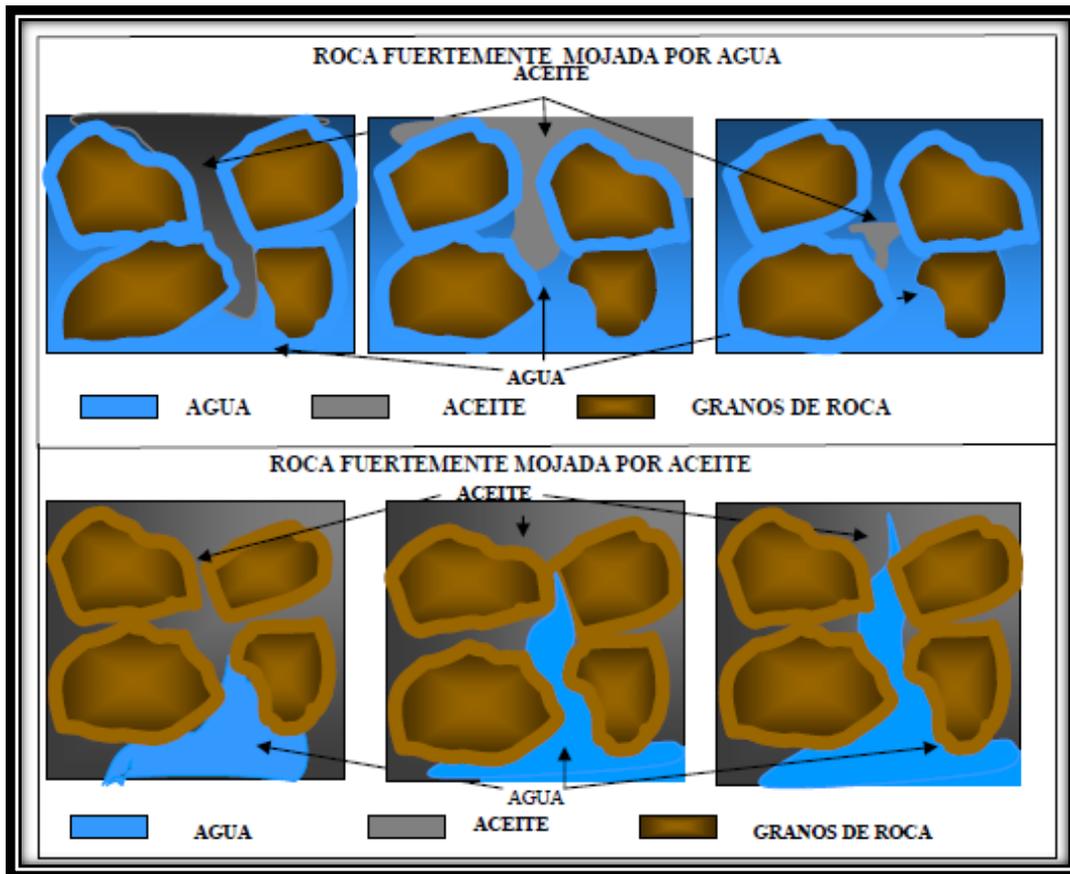


Figura 1.8. Esquema de rocas mojadas fuertemente por agua y fuertemente por aceite.

Presión capilar:

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferente la roca. También se puede definir a la **presión capilar** como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante. En la Fig. 1.9 se muestran los

ángulos que se forman entre el sólido y los fluidos tanto para ilustrar la mojabilidad como la presión capilar.

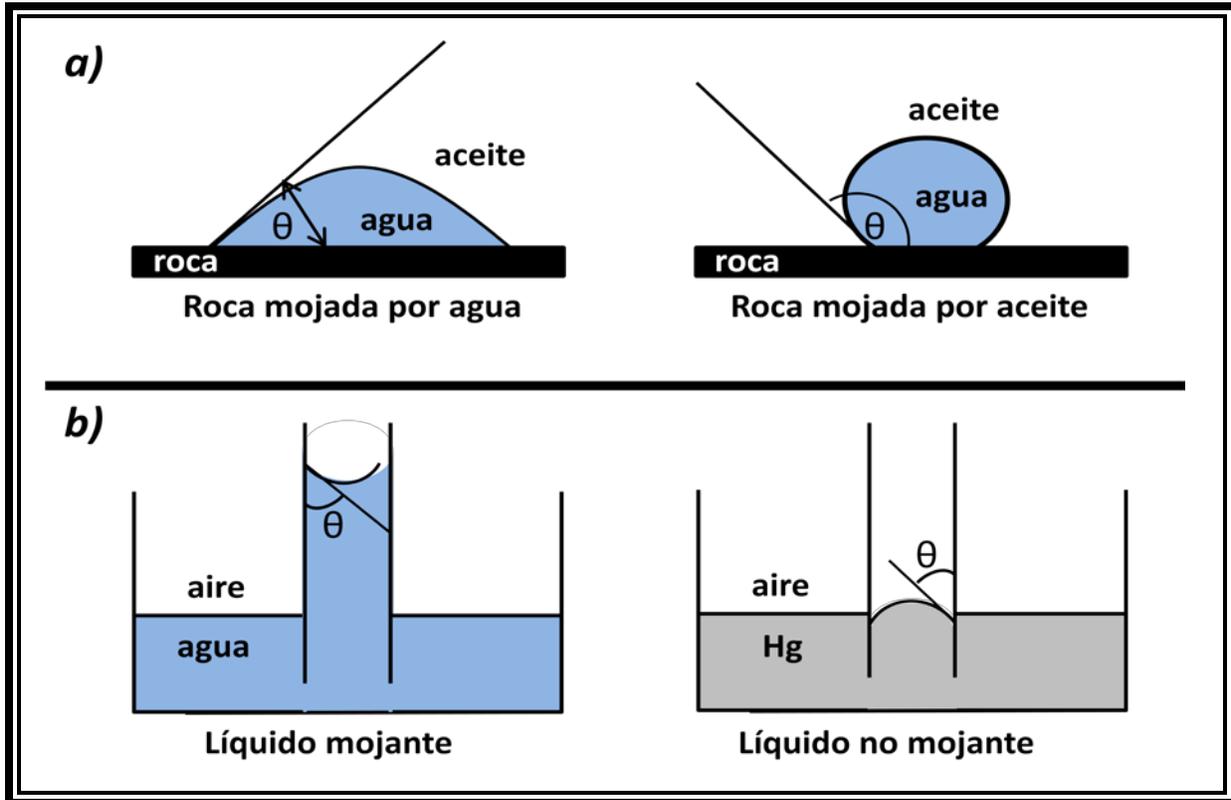


Figura 1.9. Ilustración de a) mojabilidad y b) presión capilar.

Distribución de fluidos.

La distribución de la fase que moja o de la que no moja, no depende exclusivamente de la saturación, sino que depende también del sentido en que se efectúa la prueba. Para esto es necesario entender los siguientes fenómenos:

Imbibición:

La imbibición es un término que describe la penetración de líquidos en capilares y en medios porosos y es un mecanismo sumamente importante en muchos

procesos biológicos, tecnológicos e industriales, para nuestro interés el ejemplo es la extracción de fluidos de yacimientos acuíferos y petrolíferos.

Físicamente, la imbibición o penetración capilar espontánea, ocurre cuando un capilar o un medio poroso entra en contacto con un líquido que moja las paredes del sólido capilar.

Entonces, se genera un flujo capilar del líquido debido a que la fuerza de tensión superficial vence a la resistencia viscosa y a la gravedad. Este flujo generalmente es caracterizado tanto en los capilares como en los medios porosos por la posición de su superficie libre (frente de imbibición). Cuando la gravedad es importante; es decir, dominante sobre las fuerzas capilares, el flujo se detiene y llega a una posición llamada altura de equilibrio.

En el estudio de la imbibición se deben considerar factores como la geometría del capilar o del medio poroso que es imbibido, las propiedades físicas de los fluidos involucrados (viscosidad, densidad, tensión superficial), las propiedades físicas del medio sólido (ángulo de contacto entre el líquido y el sólido, tamaño característico del espacio capilar, porosidad y permeabilidad del medio poroso), etc. Además, se debe tener en cuenta que algunas de estas propiedades dependen de la temperatura.

También se puede definir la imbibición como el proceso cuando aumenta la saturación del fluido que moja el sistema a través del tiempo. Este es un proceso espontáneo.

En otras palabras, la imbibición es el proceso espontáneo de desplazamiento, con una fase mojante, de la fase no-mojante. Este proceso no requiere aplicación de fuerzas externas al sistema roca-fluidos, por lo que no existen presiones umbrales.

Drene:

Es cuando se reduce la saturación del fluido que moja el sistema y en consecuencia aumenta la saturación del fluido no mojante en dicho sistema a través del tiempo, es decir, es el proceso inverso a la imbibición y a diferencia de éste, el proceso de drene o drenaje es un proceso forzado.

De otra manera se puede decir que, el drenaje es el proceso por el cual la fase no-mojante desplaza, del medio poroso, a la fase mojante. Es un proceso forzado (no espontáneo) debido a que las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojante dentro de la estructural capilar. En este proceso siempre existe una presión umbral asociada a las fuerzas capilares originadas en los capilares de mayor diámetro.

Presión Umbral:

Es la mínima diferencia de presión necesaria para poder introducir la fase no-mojante al sistema. Esta presión también es conocida como ***presión de desplazamiento***.

Capítulo 2. Planteamiento del Problema.

2.1 Introducción.

Este capítulo hace referencia a los problemas que puede acarrear la producción temprana de salmuera del yacimiento debido a la canalización de ésta por la existencia de redes de fracturas en el sistema roca-fluido. También se incluyen las premisas que se consideran para evitar el alto corte de salmuera y así elevar considerablemente la recuperación de aceite confinado en la matriz de la roca mediante una restricción del flujo en las zonas con fracturas, alterando de esta manera las permeabilidades relativas a los fluidos contenidos en el sistema. Por otro lado, se plantea la solución para evitar el alto corte de agua mencionado mediante la implantación de un gel polimérico en los canales de alta conductividad hidráulica para de este modo incrementar la recuperación de aceite de la matriz de la roca.

2.2 Justificación.

Las fracturas en el yacimiento son la principal causa de irrupción temprana de agua en yacimientos naturalmente fracturados, por lo que el estudio de las fracturas constituye un aspecto primordial en la evaluación de yacimientos carbonatados, las fracturas no representan un volumen importante en términos de fracción de porosidad, pero contribuyen a incrementar en forma considerable la permeabilidad.

El conocimiento de la orientación preferencial del sistema de fracturas, puede revelar las trayectorias potenciales de migración de fluidos. Cuando se presenta producción de agua en formaciones comunicadas hidráulicamente, su control representa el gran reto a resolver, ya que afecta la eficiencia de barrido del empuje natural del agua al perderse energía del yacimiento y es consecuencia directa del agotamiento de muchos yacimientos, frecuentemente crea confusiones con

respecto a la profundidad del contacto agua-aceite y erróneamente se trata como invasión del intervalo productor, el cual es abandonado prematuramente dejando considerables cantidades de hidrocarburos en el yacimiento.

Idealmente, los tratamientos de gel deben reducir el flujo de fluidos por los canales de alta permeabilidad, invadiendo rutas de flujo de agua sin dañar zonas productoras de aceite, pero en la mayoría de las aplicaciones, el gelante penetra cierta extensión dentro de la zona productora con más baja permeabilidad, formando una capa delgada de gel en la matriz, sin embargo el daño puede ser minimizado si el gel reduce más la permeabilidad al agua que al aceite, por lo tanto un tratamiento puede mejorar o dañar la producción de aceite dependiendo de la comparación del comportamiento del gel en las zonas de alta y baja permeabilidad.

De acuerdo a las condiciones de los campos de la región sur de Petróleos Mexicanos, resulta importante lograr en estos tratamientos, que el material gelante sea colocado en el lugar correcto dentro del yacimiento, tanto en profundidad como en penetración.

2.3 Objetivo(s).

2.3.1 Objetivo general.

Estudiar el comportamiento de un gel preparado a base de una poliacrilamida en un sistema matriz-fractura simple mediante experimentos de desplazamiento en el laboratorio, con la finalidad de incrementar en un alto porcentaje la recuperación de aceite contenido en el sistema con porosidad primaria, es decir, en la matriz de la roca.

2.3.2 Objetivos particulares.

- Selección de roca.

Para llevar a cabo la fase experimental es recomendable tener una roca con características similares a las de un yacimiento de hidrocarburos, por lo que se debe elegir una buena roca candidata para la realización de las pruebas presentadas en este documento.

- Selección de fluidos.

Debido a la escasa documentación referente a pruebas de laboratorio con características similares a las reportadas en este trabajo, se pretende llevar a cabo la realización de los experimentos con fluidos caracterizados que involucren el menor número de factores a contemplar en las pruebas y de este modo poder acotar el trabajo a condiciones sencillas de manejar y no afectar con tantas variables la interpretación de resultados.

- Selección del gel.

El objetivo de hacer la selección de un gel que cumpla con el propósito de sellar los canales de alta conductividad es el de reducir la permeabilidad relativa al agua y aumentar la permeabilidad relativa al aceite para así poder hacer una valoración del incremento en la recuperación de aceite posterior a la implantación del gel y comparar dicha producción con respecto a la recuperación de aceite con el sistema fracturado.

2.4 Alcances.

- Realizar un experimento de desplazamiento de aceite en un sistema de doble porosidad, matriz-fractura, observando la recuperación de aceite que se obtiene en dicho sistema.
- Realizar un experimento de desplazamiento de aceite considerando un sistema con porosidad primaria, con la finalidad de observar el comportamiento que se tiene en cuanto al incremento de presión y a la recuperación que se logra al efectuar la inyección de salmuera al núcleo.
- Realizar un experimento sellando los canales de alta permeabilidad en el sistema matriz-fractura, mediante la implantación de un gel polimérico con el fin de hacer la comparación entre los tres experimentos para observar el comportamiento en cuanto a la recuperación de aceite antes de la implementación del gel y para analizar la efectividad del gel como agente sellante de los canales de alta conductividad.

Capítulo 3. Revisión de la Literatura.

3.1 Introducción.

Éste capítulo tiene por objetivo el hacer una remembranza bibliográfica cronológica de los documentos más importantes que tengan relación con el trabajo que se expone en el presente documento, con el fin de tener los antecedentes necesarios en cuanto a todos los estudios y pruebas realizadas con relación a la implantación de geles diseñados para sellar las fracturas en un yacimiento con la finalidad de tener un mejor barrido de aceite dentro de la matriz.

3.2 Resumen de documentos referentes a la implantación de geles.

Uno de los problemas que se presentan asociados a la explotación de los campos petroleros, es la producción de agua salada (salmuera). Su forma de control ha evolucionado desde hace muchos años, empezando con los diferentes tipos de cementos, posteriormente sistemas a base de geles sílicos utilizados para consolidar arenas y/o taponar zonas de pérdida, y también utilizados en conjunto con el mismo fin. Por otra parte, también desde la década de los años cincuenta los sistemas poliméricos se han utilizado en sistemas de recuperación secundaria, donde la solución polimérica natural o sintética sencilla (agua mas polímero), es inyectada tan profundo como sea posible dentro de zonas brevemente barridas o algunas veces a través de fracturas para direccionar fluidos inyectados y así obtener mayor eficiencia de recuperación. Ésta tecnología fue aplicable a yacimientos someros con baja temperatura y salinidad, usando principalmente geles sílicos, polímeros naturales como la xantana y polímeros sintéticos como las poliacrilamidas, los cuales son estables trabajando hasta los 82°C, teniendo la mayor aplicación en pozos inyectores.

De estos antecedentes, en los últimos cuarenta años a nivel mundial los esfuerzos tecnológicos para controlar o reducir el agua producida, se han centrado en el

desarrollo e implementación de tratamientos poliméricos, en los cuales son usados dos componentes, un polímero y un químico llamado reticulador o encadenador, el polímero puede ser natural o sintético, los encadenadores metálicos trivalentes de cromo y aluminio, que pueden ser agregados como simples iones inorgánicos en solución dentro del complejo y asociados con ligadores inorgánicos u orgánicos. Como se ha incrementado la profundidad de la perforación, estos sistemas han sido modificados para resistir condiciones más severas. Hasta la fecha existe infinidad de ellos, únicamente se hará mención de los más importantes.

En la década de los años setenta, la compañía Phillips Co. introdujo el primer sistema polimérico reticulado de agua salada en pozos productores. Needham y Therked (1974), utilizaron sulfato de aluminio y poliacrilamidas, la efectividad de este sistema fue dependiente del pH y la gelación ocurrió cerca del pozo, por lo que su control es deficiente.

Para la década de los años ochenta surgen los sistemas poliméricos reticulados con complejos de cromo; el primero de ellos estuvo basado en el uso del dicromato de sodio. Debido a que el cromo hexavalente del dicromato no puede encadenarse con el polímero, es necesario emplear un agente reductor generando el cromo trivalente. La química de esta reacción fue analizada por Southard y col. (1984). Tres factores limitaron su uso, tiempos cortos de gelación a 90°C, sensibilidad al H₂S y a que el ion cromo hexavalente es tóxico con efectos cancerígenos sobre el cuerpo humano.

Willhite, G. P. y Green, D. (1985), en un esfuerzo para obtener una mayor penetración del gel dentro de la formación, utilizaron un sistema de citrato de aluminio y poliacrilamida; donde el aluminio se hidroliza formando un hidróxido que al precipitar forma el gel con el polímero, su método consistió en bombeos alternados de polímero y solución de citrato, pero este sistema fue muy sensible a la reacción de los cationes divalentes contenidos en el agua de formación, los cuales causan precipitación del sistema.

Krumrine, P. H. (1986), presenta un estudio sobre geles inorgánicos como alternativa para control de agua en pozos con alta temperatura, donde los geles poliméricos están limitados por degradación térmica. Utilizó aditivos de tipo orgánico, los cuales se hidrolizan más lento formando un proceso de gelación más gradual.

Dovan, H. T. y Hutchins, R. D. (1987) utilizaron un método en el cual, un compuesto de aluminio soluble en condiciones de pH alto en forma no reactiva, es mezclado directamente con el polímero. La gelación ocurre en el yacimiento cuando el aluminio es generado por consumo de iones hidroxilos, pero tiene limitaciones por temperatura, además resulta costoso o ineficiente en aplicaciones donde son usados reticuladores de cromo. La mayor parte de los problemas anteriores fueron resueltos por Sydansk, R.D. (1988, 1992), mediante el estudio y aplicaciones de complejos metalcarboxilatos, utilizando el acetato de cromo. El grupo acetato tiene una estructura similar al grupo carboxilato de polímero, así el ion cromo trivalente, es atraído a ambos grupos, disminuyendo el proceso de reticulación y mejorando el control sobre el tiempo de gelado hasta 124°C o mayores. También verificó su compatibilidad con todos los fluidos producidos y las diferentes rocas productoras de hidrocarburos. Sydansk, R.D. (1990), mejoró el control sobre el ritmo de gelación, adicionando aditivos para obtener geles apropiados para diferentes problemas de conformación, utilizando polímeros de bajo peso molecular para tratamientos a la matriz cercanos al pozo y de alto peso molecular para conformar fracturas.

Kolnes, J. y Stavland, A. (1991), trabajaron con sistemas xantana-cromo trivalente, estudiando el efecto de la temperatura sobre el tiempo de gelación, mostrando que existe una relación lineal entre el logaritmo del tiempo y el recíproco de la temperatura absoluta.

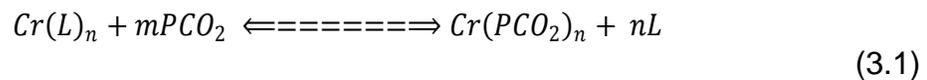
Kohler, N. y Zaitoum, A. (1991), trabajaron con sistemas a base de polisacáridos de alto peso molecular y formaldehído. Con la adición de aditivos, los sistemas mostraron estabilidad hasta una temperatura de 130°C. Otras características de estos aditivos son: baja sensibilidad a los cambios de salinidad, y pueden ser

bombeados a alto gasto, teniendo absorción razonable en el medio poroso, con altos factores de resistencia.

Sydansk, R.D. (1991), estudió el efecto de pH, permeabilidad y litología en sistemas de resorcinol-formaldehído en calizas y arenas, encontrando que a valores de pH igual a 9 se obtienen geles fuertes y altos factores de resistencia.

Lockhart, T.P. y Albonico, P. (1992) han estudiado una forma de retrasar la gelación y así obtener mayor penetración en los yacimientos de alta temperatura, sin la necesidad de enfriar previamente la formación, optimizar el pH o reducir el nivel de hidrólisis del polímero. El mecanismo de reacción puede representarse mediante la ecuación:

K eq



Complejo reticulado

Donde el ligador L , es H_2O ó $OH^{(-)}$ y PCO_2 es el polímero del grupo carboxilato ó acrilato. Si en la formulación de L se agrega un ion adicional, por ejemplo acetato, oxalato, glicolato, malonato, etc., se proporciona un medio para extender el tiempo de gelación en forma controlada resistiendo hasta $135^{\circ}C$ de temperatura. Como una extensión de su investigación, estos mismos autores (1993), introdujeron una nueva estrategia para mejorar la estabilidad de los geles poliméricos en pozos de alta temperatura, en donde el reticulador malonato de cromo a temperaturas mayores de $60^{\circ}C$ se descompone irreversiblemente en acetato y dióxido de carbono. Al tenerse ahora dos grupos carboxilatos similares al polímero, es posible retrasar más tiempo la gelación; la adición de iones malonato refuerza la estabilidad e inhibe la acción de los cationes divalentes que atacan a los geles poliméricos.

Serirght, S., Liang, J. y Sun, H. (1992, 1994), trabajaron con diferentes sistemas de geles en núcleos de arena de alta permeabilidad para analizar: flujo en el yacimiento como el factor de resistencia, factor de resistencia residual, movilidad, viscosidad, etc., la propagación de geles en el medio poroso, y factores como la gravedad, mojabilidad y rutas de segregación gravitacional, analizaron también la técnica de colocación en sistemas heterogéneos, yacimientos estratificados y fracturados, principalmente donde la habilidad del gel para propagarse a través de la fractura, depende de la composición, tiempo de gelación, gradiente, ancho y longitud de fractura, concluyendo que es mejor inyectar geles preformados que gelantes.

Serirght, S. y Liang, J. (1994), realizaron la revisión de 600 publicaciones relacionadas con aplicaciones de geles, encontrando 274 aplicaciones de campo durante los años setenta y ochenta en pozos productores. Concluyendo que para mejorar el éxito, es necesario identificar plenamente la fuente y naturaleza del agua de formación, utilizar registros de producción y aplicar programas de trazadores radiactivos. Encontrando que el mayor éxito ha ocurrido en formaciones carbonatadas naturalmente fracturadas por empuje hidráulico.

kolnes, J. y Stavland, A. (1995), estudiaron sistemas polímero/complejo de Cr trivalente, para yacimientos heterogéneos a 90°C determinando que la cinética de la gelación en el medio, la retención del polímero y la técnica de colocación son factores críticos para estos tratamientos. Referente al último factor, describen la técnica de doble inyección haciendo uso de la tubería flexible y el empleo de preflujos y postflujos de alta viscosidad, para colocar el gel en la zona deseada.

Chan, K.S. (1995), desarrolló una técnica para el monitoreo de agua salada, mediante correlación de datos de producción contra tiempo, la tendencia de la derivada de la relación agua-aceite es capaz de establecer la diferencia entre canalización o conificación; el resultado es utilizado en combinación con registros de producción para seleccionar el pozo candidato a un tratamiento polimérico.

Seright, R. S. (1996), continuó con estudios de geles en sistemas facturados a 41°C, comparando resultados con geometrías redondas (tubos) como función del tiempo de añejamiento, velocidad y conductividad de fractura; determinando que para diámetros pequeños, los geles se deshidratan reduciéndose así el tiempo de propagación.

Hutchins, R. y Donavan, H.T. (1996), mejoraron los geles reticulados con nuevos reticuladores de tipo orgánico, reportando estabilidad de las propiedades del gel a temperaturas de hasta 177°C, manteniéndose aún, cuando existen pequeñas variaciones en las concentraciones de los aditivos, permitiendo que el gel sea mezclado y almacenado por semanas antes de su uso.

Chauveteau, G. y col. (2000), desarrollaron un proyecto de inyección estable de micro geles preformados como modificadores de la permeabilidad relativa para reducir la producción de agua con el objetivo de minimizar el riesgo de conectar la formación y consecuentemente de ineficiencia de tratamientos a profundidad. Realizaron estudios de especiación de circonio bajo condiciones complejas de gelación de polímeros para corte de agua, debido a que la cinética de gelación depende fuertemente de la química del entrecruzante.

Zhuang, Y. (2000), investigaron el efecto de diversos parámetros sobre la gelación del sistema resorcinol-formaldehído (RF) y un nuevamente desarrollado sistema de sulfomethy-lada resorcinol-formaldehído (SMRF). El sistema SMRF fue más tolerante a la salinidad, contenido de ion divalente y pH que el sistema RF. El sistema SMRF fue examinado en inundaciones de núcleo en el laboratorio realizadas a 41°C (106°F) utilizando núcleos de arenisca de Berea núcleos de dolomita Baker y roca de yacimiento de la formación Lansing en la ciudad de Kansas.

El sistema de gel SMRF formó geles estables y fuertes a temperaturas entre 25 y 52°C (77 y 126°F) y en el rango de pH entre 5 y 8. Los tiempos de gelación son una función del pH, salinidad, concentración de los constituyentes químicos y la

temperatura, y pueden ser controlados por el ajuste apropiado de esos parámetros.

El sistema de gel SMRF tiene una viscosidad cercana a la del agua cuando los reactivos son mezclados y es fácilmente inyectado dentro de la porosidad de la roca. En las pruebas de núcleos, el sistema del gel fue inyectado dentro de pequeños núcleos y dejado a condiciones *in situ*. El sistema del gel SMRF redujo las permeabilidades en Berea y dolomita de Baker por factores del orden de 10,000.

El sistema de gel de SMRF es uno de los pocos sistemas de geles que puede formar un gel *in situ* en presencia del fuerte amortiguamiento que ocurre cuando la salmuera es inyectada dentro de la roca carbonatada.

Jin Liu, y R.S. Seright²⁷ (2000), investigaron si el comportamiento del gel en reómetros correspondía a lo examinado durante la extrusión a través de las fracturas. Aunque observaron similitudes cualitativas, los gradientes de presión durante la extrusión del gel a través de las fracturas fueron sustancialmente más grandes que los valores esperados de las mediciones reológicas. También, el gradiente de presión para la extrusión del gel a través de las fracturas varió de una manera inesperada con el ancho de la fractura.

Wu, Y. y Bai, B. (2008), presentaron un modelo numérico conceptual, basado en pruebas y análisis de laboratorio, para simular la propagación de partículas de gel (PG) a través de los poros de la roca. En particular, utilizaron un enfoque de modelado continuo para simular el movimiento de las PG y su impacto sobre el flujo isotérmico de aceite y agua y procesos de desplazamiento. En éste modelo conceptual, las PG son tratadas como un “componente” adicional para la fase agua. Éste tratamiento simplificado está basado en las siguientes consideraciones físicas: 1) PG son movilizadas solamente dentro de la fase acuosa por advección en los yacimientos; 2) PG, una vez retenidos en el espacio poroso, ocuparán el

espacio de poro en los cuerpos de poro o garganta de poro y asimismo reducirán la permeabilidad al paso de agua o aceite; 3) la movilización de las PG no pueden ocurrir a través de los poros o garganta de poro mientras algunos umbrales en presión y/o gradientes de presión estén disponibles y estas condiciones de umbral son descritas por analogía para fluido no-Newtoniano o flujo no-Darciano en medio poroso. Por una modificación a la ley de Darcy. El modelo puede predecir y evaluar los efectos de las PG como una conformación de agente de control para mejorar la producción de aceite y el control de la producción excesiva de agua.

Capítulo 4. Selección de Roca y Fluidos.

4.1 Introducción.

En este capítulo se detallan las características y la justificación de la selección del tipo de roca con el que se decidió efectuar los experimentos de desplazamiento, así como de los fluidos que se utilizaron para saturar el núcleo y del gel con el que se selló la fractura.

4.2 Roca.

4.2.1 Definiendo la arenisca.

La arenisca es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Después de la lutita, es la roca sedimentaria más abundante y constituye cerca del 20 % de ellas.

Los granos son gruesos, finos o medianos; de textura detrítica o clástica. El cuarzo es el mineral que forma la arenisca cuarzosa, pero algunas areniscas pueden estar constituidas totalmente de coral.

El color varía de blanco, en el caso de las areniscas constituidas virtualmente por cuarzo puro, a casi negro, en el caso de las areniscas ferro-magnesianas.

Las areniscas figuran entre las rocas consolidadas más porosas, aunque ciertas cuarcitas sedimentarias pueden tener menos de 1 % de espacios vacíos. Según el tamaño y la disposición de los espacios vacíos o poros, las areniscas muestran diversos grados de permeabilidad.

4.2.2 Arenisca de Berea.

Durante los últimos 30 años, los núcleos de muestras de arenisca de Berea han sido ampliamente reconocidos por la industria del petróleo como la mejor roca para probar la eficiencia de los tenso-activos químicos.

La arenisca de Berea es una roca sedimentaria cuyos granos son en su mayoría están compuestos por cuarzos unidos por sílice. La porosidad y permeabilidad relativamente alta de la arenisca Berea la convierte en una buena roca de yacimiento para la realización de pruebas de laboratorio.

Durante más de 25 años, la industria petrolera ha estado utilizando arenisca de Berea como el material de ensayo en las pruebas que se realizan ya que un núcleo de arenisca de Berea tiene excelentes propiedades de un material uniforme para realizar pruebas de saturación de núcleos para caracterizar la producción de petróleo en reservas de arenisca durante las saturaciones de petróleo primaria, secundaria y terciaria.

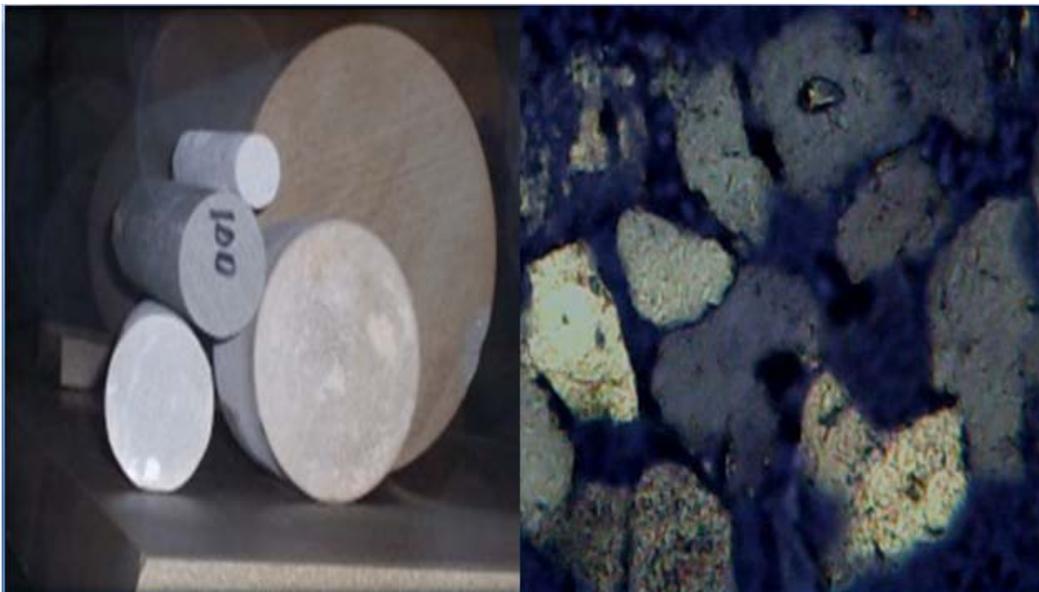


Figura 4.1. Núcleos de arenisca de Berea y porosidad de una arenisca con una resolución de 20X

La literatura está llena de resultados publicados de numerosas pruebas, por lo que los investigadores de varias partes del mundo pueden comparar los resultados y optimizar sus propios procesos. La composición química de la roca arenisca de Berea es la siguiente:

Tabla 4.1. Composición química de la roca arenisca de Berea.

Sílice	SiO ₂	93.13%
Alúmina	Al ₂ O ₃	3.86%
Óxido férrico	Fe ₂ O ₃	0.11%
Óxido ferroso	FeO	0.54%
Óxido de magnesio	MgO	0.25%
Óxido de calcio	CaO	0.10%

Por lo antes mencionado, para la realización de los experimentos aquí realizados, se utilizó una muestra de arenisca de Berea extraída de un afloramiento. Mediante dos barras (prismas cuadrangulares rectos) se formó el núcleo realizando el corte circular de las barras unidas y de esta manera quedó formado un núcleo con una fractura longitudinal simulada, como se muestra en la Fig. 4.2:

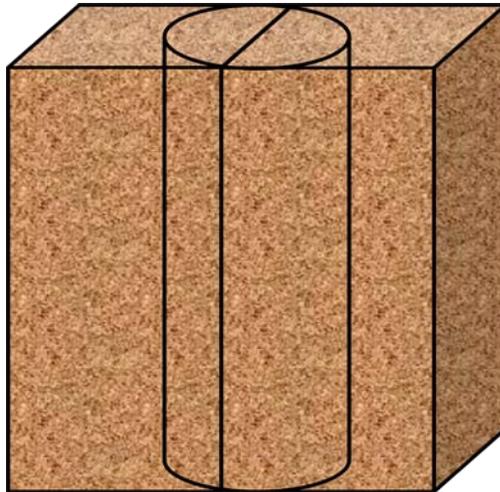


Figura 4.2. Corte del núcleo.

Una vez cortado el núcleo (conformado por las dos medias cañas), se le coloca una manga termoadherible en la superficie curva, como se muestra en la Fig. 4.3:



Figura 4.3. Núcleo enmangado con plástico termoadherible.

4.3 Gel.

4.3.1 Preparación de los geles.

Con la finalidad de obtener un sello en la fractura del núcleo se prepararon dos geles mediante la utilización de dos distintas poliacrilamidas disueltas en salmuera sintética con una cantidad de surfactante, para el primer gel se utilizó la poliacrilamida No. 16 y para el segundo se utilizó la poliacrilamida No. 24 y a cada gel se adicionó una cantidad del surfactante (IMPsat2000.M.R.) al 30% con respecto a la cantidad de poliacrilamida.

La preparación de los dos geles se llevó a cabo de la siguiente manera:

Se decidió con base en pruebas realizadas en el Instituto Mexicano del Petróleo, que en 1000 gr de una solución a preparar, la cantidad de poliacrilamida disuelta en cada gel fuera al 1% de saturación, es decir, 10,000 ppm de poliacrilamida, donde la cantidad en gramos se obtiene como sigue:

$$10000 [ppm] = 10000 \left[\frac{mg}{L} \right] \left(\frac{1 [L]}{1000 [ml]} \right) \left(\frac{1 [gr]}{1000 [mg]} \right) (1000 [ml]) = 10 [gr] \quad (4.1)$$

Para obtener la masa del surfactante se realiza el siguiente balance de materia:

$$C_1 m_1 = C_2 m_2 \quad (4.2)$$

Donde:

C₁: Porcentaje del surfactante (30%) con respecto a la cantidad de poliacrilamida.

C_2 : Porcentaje de surfactante (0.1%) con respecto a la solución total.

m_1 : Masa del surfactante IMPsat2000.M.R.

m_2 : Masa de la solución total (1000 [gr]).

Despejando m_1 tenemos que:

$$m_1 = \frac{C_2 m_2}{C_1} \quad (4.3)$$

Sustituyendo valores obtenemos que la cantidad de surfactante a diluir es de:

$$m_1 = \frac{0.1 * 1000 [gr]}{30} \quad (4.4)$$

$m_1 = 3.33$ [gr] de surfactante

Restando la cantidad de surfactante y poliacrilamida en cada gel, los geles quedan con la siguiente composición:

Tabla 4.2. Composición de los geles.

COMPONENTES DEL GEL	MASA (gr)
salmuera sintética	886.66
Poliacrilamida	10.00
Surfactante	3.33
Total	1000.00

Después de la mezcla de los componentes anteriores, se adicionó un agente entrecruzante a base de cromo con la finalidad de crear fuertes y estables enlaces del gel a nivel intermolecular e intramolecular.

4.3.2 Acondicionamiento de las muestras de roca.

Para hacer la elección del gel para el experimento de sello de fractura con gel, se propuso el siguiente procedimiento:

Se necesitó una superficie donde se pudiera probar la adhesión y el tiempo de permanencia de los geles elaborados (polímeros), para esto, de un núcleo de arenisca de Berea se cortaron 16 placas rectangulares “galletas” de aproximadamente 5.25 [cm] de ancho por 2.5 [cm] de largo y casi un centímetro de espesor. El procedimiento para el corte de dichas galletas fue el siguiente: de una muestra de arenisca de Berea en forma de prisma cuadrangular recto se hicieron 16 cortes transversales de aproximadamente un centímetro de espesor mediante una sierra de disco, posteriormente se lijaron levemente para rectificar las caras de las imperfecciones que produjo la herramienta de corte, esto con el fin de dejar una superficie lisa y homogénea para poder aplicar los geles uniformemente en las pruebas posteriores, finalmente se lavaron las galletas con agua para retirar los residuos de roca lijados.



Figura 4.4. Corte de las galletas con la sierra de disco.

Una vez limpias las galletas se dejaron reposar en salmuera para la aplicación posterior de los geles para las siguientes pruebas de medición de esfuerzos.

4.3.3 Determinación de los esfuerzos normales y de corte.

Para hacer la medición de los esfuerzos normales y de corte de los geles se tomaron las muestras de roca “galletas” (16) anteriormente cortadas y se dejaron añejar en la salmuera sintética antes mencionada, por aproximadamente 48 horas, con la finalidad de que los geles estuvieran en contacto con la superficie a las condiciones del experimento final, posteriormente a cada una de las galletas se le hicieron los aditamentos necesarios de acuerdo al esfuerzo que se fuera a medir para poder colocarle un gancho a cada galleta de donde se colgarían. A continuación, se colocó gel en una de las superficies de cada galleta quedando 8 galletas con el gel #16 y se juntaron las galletas en pares por las partes llenas de gel, el mismo procedimiento ocurrió para el gel #24, quedando así 8 pares de galletas totales, la mitad con gel #16 y la otra mitad con gel #24.

Posteriormente, dos pares de galletas de cada uno de los geles se introdujeron en la salmuera y los otros dos pares en el aceite muerto, lo siguiente fue dejar añejar cada par de galletas con su respectivo gel entre estas, en los respectivos fluidos por un lapso aproximado de 50 horas.

La medición de los esfuerzos fue hecha armando un sistema en el cual se colocó un gancho en una superficie fija, donde uno de los ganchos de cada par de galletas fue anclado al gancho de la superficie fija y en el otro gancho fue anclado a otro gancho donde colgaba una botella con un agujero casi hasta la parte de arriba, por donde lentamente se le fue agregando agua por medio de una jeringa, hasta que el gel se venció y la botella con agua cayó, posteriormente se pesó el sistema que sostuvo cada gel (botella, agua contenida en la botella, ganchos y la galleta que se encontraba suspendida) obteniéndose las siguientes tablas:

Tabla 4.3. Esfuerzo normal de los geles.

Esfuerzo Normal				
Gel	Añejado en	Peso [Kg]	Fuerza [N]	Esfuerzo [N/m ²]
16	salmuera	0.25518	2.5033158	1907.288229
	aceite	0.6313	6.193053	4718.516571
24	salmuera	0.08709	0.8543529	650.9355429
	aceite	0.19211	1.8845991	1435.885029

Tabla 4.4. Esfuerzo de corte de los geles.

Esfuerzo de Corte				
Gel	Añejado en	Peso [Kg]	Fuerza [N]	Esfuerzo [N/m ²]
16	salmuera	0.11159	1.0946979	834.0555429
	aceite	0.11283	1.1068623	843.3236571
24	salmuera	0.0298	0.292338	222.7337143
	aceite	0.0327	0.320787	244.4091429

La fuerza (N) que soportó cada gel para cada esfuerzo, fue obtenida de multiplicar el peso del sistema que soportó cada gel por la gravedad (9.81 m/s^2) y este producto a su vez fue dividido entre el área de contacto del gel entre galleta y galleta que es de 0.0013125 m^2 , obteniéndose así el esfuerzo correspondiente a cada prueba.

Como puede observarse en las tablas anteriores, el gel con poliacrilamida #16 es el que más soportó, tanto al esfuerzo normal como al de corte en comparación al gel con poliacrilamida #24, por lo que para el experimento final consistente en sellar la fractura del núcleo con gel, se utilizó el gel hecho con la poliacrilamida #16.

Cabe mencionar que estas pruebas fueron hechas también sin haber dejado añejar las galletas con el gel en algún fluido, es decir, se dejaron secar a la intemperie por un lapso de aproximadamente 50 horas y se obtuvo lo siguiente:

Tabla 4.5. Esfuerzo normal de los geles a la intemperie.

Esfuerzo Normal			
Gel	Peso (kg)	Fuerza (N)	Esfuerzo (N/m^2)
16	8.453	82.92393	63180.13714
24	7.338	71.98578	54846.30857

Para la medición del esfuerzo de corte no fue posible cuantificar el peso que soportaban, debido a que no se tuvo un instrumento que pudiera medir dicho peso a causa de que los geles secos soportaron más de 20kg sin ceder a dicho peso, sin embargo esto no es significativo debido a que al implantar el gel en el experimento final para sellar la fractura, se va a hacer en presencia de salmuera y aceite en el núcleo y no a la intemperie.

4.4 Salmuera.

Para la realización de las pruebas experimentales se decidió utilizar una salmuera sintética con características similares a las de la región marina sureste. A continuación se presentan los componentes y características de dicha salmuera:

Tabla 4.6. Componentes de la salmuera sintética.

Sal	Concentración (g/l)
$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	14.11
$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	1.23
Na_2SO_4	0.74
NaCl	106.03
Salinidad Total:	122.11

Para la preparación de 1 litro de salmuera se procedió con los siguientes pasos:

1. Pesar las cantidades de cada sal.
2. Mezclar las sales con aproximadamente 900 ml agua destilada en un vaso y agitar usando un agitador magnético.
3. Cuando ya está todo mezclado, agregar la salmuera en un matraz aforado de un litro.
4. Llenar con agua destilada hasta la línea del aforo del matraz aforado.
5. Tapar el matraz con el tapón y agitar volteándolo de un lado a otro.

4.5 Aceite.

De la misma manera que en el caso de la salmuera, de acuerdo a la disponibilidad de fluidos con que se contaba en el laboratorio, se optó por escoger un aceite

muerto de la misma región que la de la salmuera. Las características del aceite son las siguientes:

Tabla 4.7. Características del aceite muerto @ c.s.

Densidad	Viscosidad	Sólidos	Agua	TIF (Tensión Interfacial)		
[gr/cm³]	[cp]	%	%	10 [min]	20 [min]	30 [min]
0.9248	144	0.13	0.01	27.75	27.33	27.57

Capítulo 5. Caracterización Petrofísica del Núcleo.

5.1 Introducción.

En éste capítulo se desarrolla todo el procedimiento para poder llevar a cabo la caracterización del núcleo, se comienza por hacer una descripción de la limpieza del núcleo con el fin de dejarlo a ciertas condiciones iniciales, se describen los métodos más comunes para efectuar dicha limpieza, así como el proceso de presión de vacío en el núcleo para poder efectuar una buena saturación; es decir, una saturación del 100% con salmuera para poder medir tanto la porosidad como la permeabilidad absoluta del núcleo considerándolo como un sólo elemento y como un elemento conformado por dos piezas (medias cañas), tomando en cuenta diferentes métodos para la determinación de las propiedades petrofísicas del núcleo.

5.2 Limpieza del núcleo.

Debido a que los núcleos o fragmentos de roca que se utilizan para la realización de experimentos de laboratorio para la industria petrolera provienen de formaciones pertenecientes a un yacimiento de hidrocarburos o a afloramientos donde se localizan tipos de rocas muy similares a las de las formaciones de los yacimientos, donde dichas muestras de núcleos son extraídas en el proceso de perforación de pozos y por el proceso natural de interacción de fluidos a través del medio poroso de la roca, los núcleos llegan al laboratorio sucios o contaminados por fluidos y/o partículas que pueden afectar las características y propiedades del núcleo al momento de realizar los experimentos de medición de porosidad y permeabilidad principalmente, además de que para iniciar los experimentos se recomienda dejar el núcleo a condiciones iniciales (las mismas en cada experimento), por tal motivo estos núcleos deben ser sometidos a un proceso de limpieza para eliminar los contaminantes ya mencionados y poder dejar el núcleo

a las condiciones a las que se efectuarán los experimentos. Para ello existen diferentes métodos de limpieza que se pueden emplear, con la finalidad de mejorar el proceso en cuanto al tiempo y grado de limpieza, entre estos procesos se encuentran:

Sistema Soxhlet: Cada fragmento es colocado en un sistema soxhlet. Es un sistema cerrado que implica la evaporación de los disolventes (comúnmente cloroformo) y la condensación de los mismos para precipitarse en donde se encuentra el fragmento y que se limpie mediante la penetración del solvente por imbibición a una temperatura de 76°C y finalmente se produzca una recirculación de los disolventes sucios y continuar el proceso en forma ininterrumpida; un ciclo se hace cada hora y hay que repetirlo por lo menos 8 veces en un día. Éste proceso se lleva a cabo por un lapso de tres semanas, una semana con tolueno la siguiente con tolueno y alcohol y la última con alcohol.

Otro método utilizado es el uso de un sujetador de núcleos para alta presión y temperatura:

*Sumergir en solvente (una mezcla de tolueno, cloroformo y metanol) los núcleos para quitar el excedente de hidrocarburo (48 horas).

*Lavado direccionado vertical: Se introducen los núcleos apilados sin manga en el portanúcleo (*core holder*), se llena de solvente a una presión de 1000 psi y se cambia cada 6 horas durante una semana y media aproximadamente (el solvente sucio se recupera, se destila y se reutiliza). Se inyecta nitrógeno (gas inerte) para garantizar el desplazamiento del solvente.

*Lavado a dirección forzada: Se rellenan los vórgulos de la superficie de los núcleos con arena, adhiriendo con calor teflón termo ajustable. Los núcleos se colocan en una manga de vitón junto con los difusores en cada cara. La manga debe cubrir los núcleos y los difusores, posteriormente se monta en el portanúcleo. Se inyecta agua de confinamiento para sellar la cara curva del núcleo. Mediante

un proceso cíclico de inyección forzada de disolvente – inyección forzada de gas inerte – vacío, se logra el máximo contacto de los disolventes en todo el medio poroso, produciendo una mejor limpieza y en menor tiempo. Esto puede ser apoyado mediante un ligero incremento de temperatura. Este proceso se puede realizar en uno o varios núcleos al mismo tiempo y se lleva a cabo hasta que el solvente recuperado del sistema es limpio.

*Para el secado del núcleo se saca del portanúcleo, se mete a una estufa y se calienta hasta alcanzar la temperatura del punto de ebullición del solvente y éste se evapora.

Para el caso de los experimentos aquí presentados se utilizó el siguiente procedimiento de limpieza:

Se desarmó el *core holder* y el cilindro de transferencia, ambos se lavaron con solvente (cloroformo) y posteriormente con agua y jabón para evitar la contaminación del núcleo.

Se armó el cilindro de transferencia de tal manera que se colocó un émbolo aproximadamente a la mitad del cilindro, dicha mitad se llena con un fluido hidráulico (en este caso agua), posteriormente se preparó una mezcla de solventes (metanol y tolueno) y ésta mezcla se depositó en la otra mitad del cilindro de transferencia, como se muestra en la Fig. 5.1:

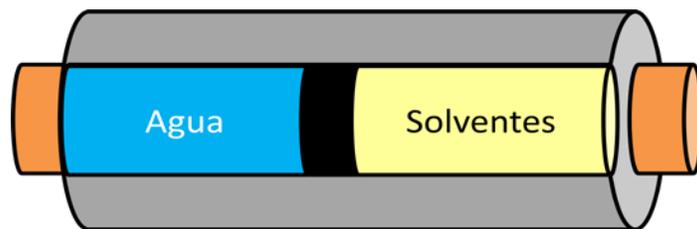


Figura 5.1. Esquema de fluidos dentro del cilindro de transferencia.

Dentro del *core holder* se armó el siguiente sistema: se puso una manga de vitón a presión entre los extremos interiores de las tapas del *core holder* y dentro de la manga se colocó el núcleo de Berea procurando que éste quedara a la mitad de la longitud de dicha manga. Posteriormente en cada uno de los extremos del núcleo se colocó un difusor, los cuales tienen una línea para poder conectarlos, uno a la válvula de salida del cilindro de transferencia, que se encuentra conectada a la parte de entrada del *core holder*, por donde pasa el fluido inyectado por el cilindro de transferencia y del otro lado (considerado el extremo de salida) conectado a una válvula de desfogue que sirve para poder represionar los fluidos dentro del núcleo y también como salida de los fluidos inyectados para su recuperación.

Seguido de los difusores, se introdujeron dentro de la manga, dos separadores metálicos de cada lado con el fin de cumplir dos objetivos: primero, mantener la superficie de cada difusor lo más pegada posible a las caras de los extremos del núcleo para llevar a cabo una buena inyección y extracción del fluido que limpia el núcleo y segundo, ocupar todo el espacio interno de la manga del *core holder* para evitar el colapso del arreglo al someterla a la presión de confinamiento.

Una vez colocados el núcleo, los difusores y los cuatro espaciadores dentro de la manga, se enroscan las dos tapas del *core holder* en sus respectivos extremos procurando que el núcleo quede centrado dentro del *core holder*. La Fig. 5.2 muestra los componentes del arreglo:

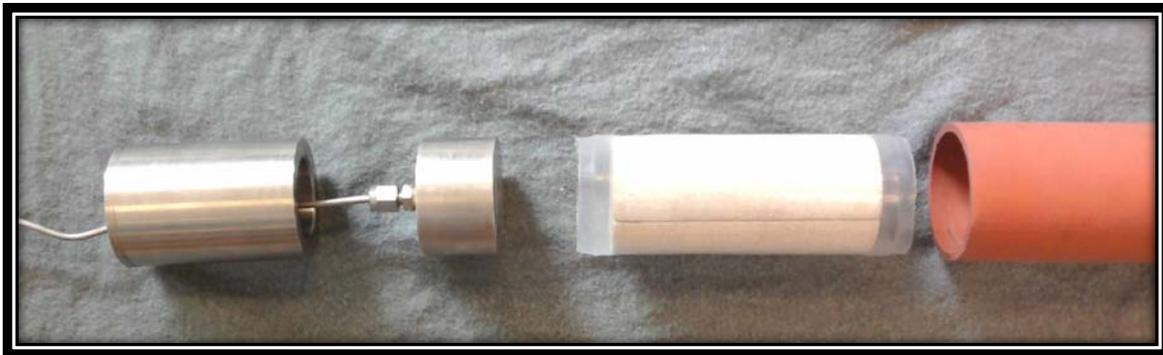


Figura 5.2. Arreglo de los componentes dentro de la manga de hule del *core holder*.

Y la Fig. 5.3 representa esquemáticamente como queda el arreglo finalmente dentro del *core holder*.

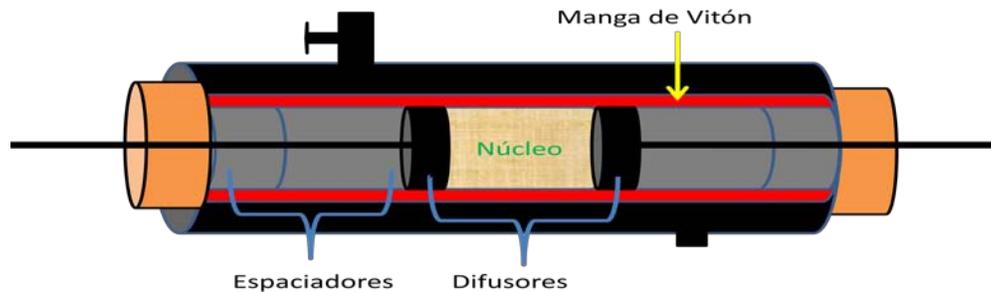


Figura 5.3. Esquema del arreglo de los componentes dentro del *core holder*.

Una vez armado el sistema, se procede a someterlo a una presión de confinamiento fijada de acuerdo a la presión que se va a manejar dentro del núcleo, siendo siempre mayor la presión de confinamiento para asegurar el sello de la superficie curva del núcleo y evitar que se reviente la manga. La presión de confinamiento se alcanza inyectando agua por uno de los costados del *core holder* como lo muestra la Fig. 5.4:

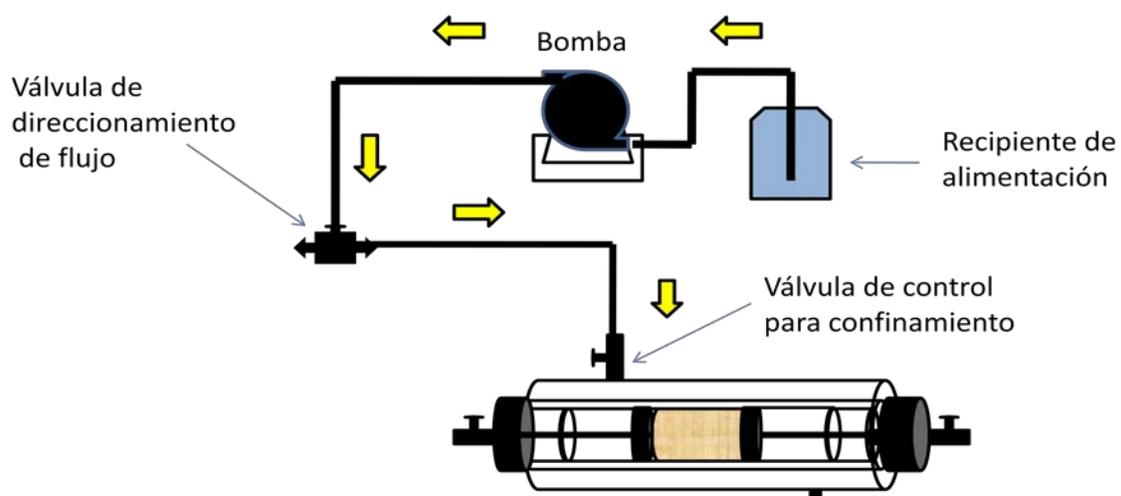


Figura 5.4. Esquema de introducción de la presión de confinamiento al núcleo.

El agua que se inyecta llena el espacio anular que hay entre la manga de vitón y la pared interna del *core holder*. Se programa la bomba para inyectar un gasto de 10 [ml/min] (gasto máximo que otorga la bomba) al espacio anular antes mencionado. Cuando se alcanza la presión de confinamiento previamente programada, inmediatamente la bomba deja de inyectar.

Posteriormente se comienza a bombear el fluido hidráulico para desplazar el émbolo del cilindro de transferencia y este a su vez desplace la mezcla de solventes hacia el interior del núcleo, se deja fluir solvente a un gasto bajo (1[ml/min]) para que el solvente sature el espacio poroso del núcleo en su totalidad, una vez que se comienza a recuperar la mezcla de solventes, se inyecta a un gasto alto (10 [ml/min]) al mismo tiempo que se cierra la válvula posicionada enseguida del difusor de salida con la finalidad de represionar el fluido limpiador dentro del núcleo tomando en cuenta dejar un margen de presión de saturación de 500 psi con respecto a la presión de confinamiento, se deja represionado durante 20 minutos y se desfoga la presión de saturación. Este proceso de represionamiento se llevó a cabo en repetidas ocasiones hasta observar que la mezcla de solventes recuperada esté clara (limpia), es decir, sin rastros de fluidos contaminantes como se muestra en la Fig. 5.5:



Figura 5.5. Recuperación de solventes durante las etapas de limpieza.

Posterior a esto se le inyecta acetona al núcleo con el mismo procedimiento de inyección que se aplica para desplazar la mezcla de solventes con la finalidad de secar los fluidos residuales dentro del espacio poroso del núcleo.

Finalmente se inyecta nitrógeno por medio de un cilindro a presión y represionándolo en repetidas ocasiones dentro del núcleo, hasta no haber recuperación de líquido, esto con el objetivo de desplazar la acetona que pudiera haber quedado dentro de los poros del núcleo. Después se retira el núcleo del *core holder* y se introduce en una estufa a una temperatura de 60°C a condición de vacío durante un lapso aproximado de 60 horas para dejar el núcleo totalmente seco.

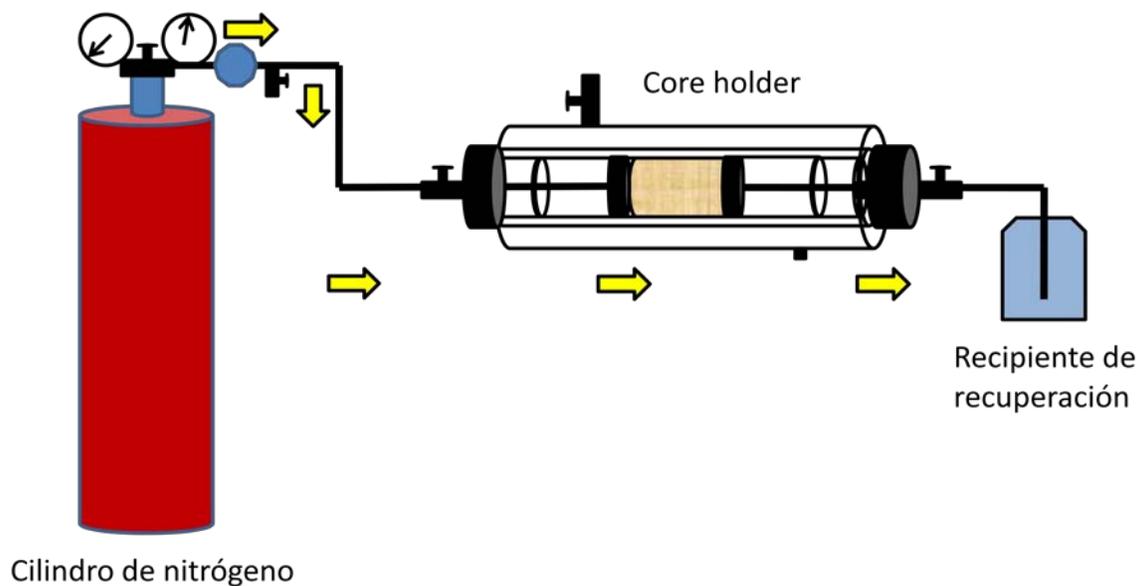


Figura 5.6. Diagrama de inyección de nitrógeno al núcleo.

5.3 Porosidad y permeabilidad absoluta del núcleo como una sola pieza.

Posterior a la limpieza del núcleo y para poder medir los valores tanto de permeabilidad absoluta como de porosidad y así caracterizar las propiedades petrofísicas del núcleo, primeramente se procede a extraer el núcleo de la manga

termoadherible que lo envuelve, posteriormente se prepara una resina para rellenar algunos pequeños filos del núcleo, debido a que se pudo observar que tenía algunas imperfecciones que se pudieron originar por la herramienta de corte y que pueden afectar al momento de aplicarle una nueva presión de confinamiento reventando la manga de hule que lo rodea. Una vez reparado, se toma el peso, longitud y diámetro del núcleo para proceder a su saturación, para este caso:

- Peso: 470.2 gr
- Longitud: 11 cm
- Diámetro: 5.08 cm

Una vez hecho esto, se procede a someter el núcleo a una presión de vacío y posteriormente a saturarlo. A continuación se describen dichos procedimientos:

5.3.1 Vacío.

Una vez que se tiene el peso del núcleo seco, se vuelve a introducir al sistema dentro del *core holder*, se somete a una presión de confinamiento de 500 psi y se la aplica presión de vacío mediante una bomba conectada en el difusor de entrada y en el difusor de salida se conecta un vacuómetro para medir el vacío alcanzado. Para asegurar un buen vacío dentro del núcleo, éste es sometido a la presión de vacío durante una hora, donde la presión alcanzada fue de -36 cmHg. Cabe señalar que no se alcanzó el vacío perfecto ya que el valor de éste en la ciudad de México es de 57 cmHg y a nivel del mar es de 76 cmHg

Para guardar el vacío dentro de la manga y el núcleo se cierran ambas válvulas conectadas a los difusores.

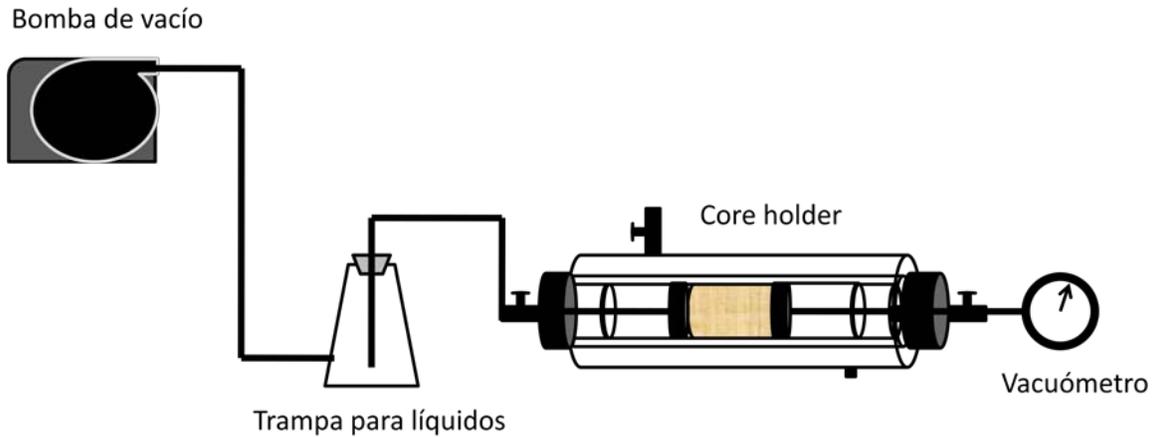


Figura 5.7. Diagrama del procedimiento de presión de vacío al núcleo.

5.3.2 Saturación.

Una vez cerradas las válvulas para mantener el vacío dentro del núcleo, se procede a saturar el núcleo con agua bidestilada. Para llevar a cabo esta actividad se desconectan el vacuómetro y la bomba de vacío.

En el difusor de entrada se vuelve a conectar la línea de la válvula “T” que viene de la bomba de inyección, la cual ahora estará alimentada por agua bidestilada y se programa a un gasto de inyección de 10 ml/min y una presión máxima dentro del núcleo de 400 psi. Antes de iniciar la saturación se verifica que se tenga la misma presión de confinamiento antes fijada que es de 500 psi, con la finalidad de siempre tener mayor presión de confinamiento que dentro del núcleo para evitar que la manga de hule se reviente.

Se comienza a inyectar el agua bidestilada al gasto programado, en este momento, se abre la válvula del difusor de entrada y la válvula del difusor de salida se mantiene cerrada. Después de 3 minutos y 40 segundos, la bomba de inyección se detiene automáticamente indicando que el núcleo fue saturado y lo podemos corroborar con el agua faltante del vaso de alimentación de la bomba a razón de que al iniciar la inyección se tenían 400 ml de agua bidestilada y al

termino de la inyección se tenían aproximadamente 360 ml. Esto significa que el núcleo fue saturado con aproximadamente 40 ml de agua.

Para obtener un volumen de fluido de saturación más acertado se pueden utilizar las siguientes expresiones:

$$Q = \frac{V}{t} \quad (5.1)$$

Donde:

Q : es el gasto volumétrico en ml/min

V: es el volumen en ml

t: es el tiempo en min

Despejando el volumen:

$$3[min], 40[seg] = 220[seg] \quad (5.2)$$

$$220[seg] \left(\frac{1[min]}{60[seg]} \right) = 3.667 [min] \quad (5.3)$$

$$10 \left[\frac{ml}{min} \right] (3.667 [min]) = 36.67 [ml] \quad (5.4)$$

Con estas simples conversiones podemos deducir que el volumen de agua bidestilada que saturó los poros del núcleo es de 36.67 ml aproximadamente. La diferencia que hay entre el volumen faltante de agua en el vaso de alimentación con respecto al volumen de agua calculado mediante el tiempo y el gasto de inyección es de aproximadamente 3.5 ml que sería el volumen de agua dentro de las líneas del sistema de inyección.

5.3.3 Porosidad del núcleo.

Tomando el volumen de agua con el que se saturó el núcleo y las dimensiones de este se calcula la porosidad de la siguiente manera:

Longitud (L)= 11 cm

Diámetro (Φ)= 5.08 cm

Volumen (V)= 36.67 ml; 1 ml=1 cm³

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \times 100 \quad (5.5)$$

$$V_p = 36.67 \text{ ml} = 36.67 \text{ cm}^3$$

$$V_r = \pi * \left(\frac{\Phi}{2}\right)^2 * L \quad (5.6)$$

$$V_r = \left(\pi * \left(\frac{5.08}{2}\right)^2 * 11 \right) \text{ cm}^3 \quad (5.7)$$

$$V_r = 222.95 \text{ cm}^3$$

Sustituyendo en la ecuación 5.5 de porosidad se tiene que:

$$\phi = \frac{36.67 [\text{cm}^3]}{222.95 [\text{cm}^3]} * 100 \quad (5.8)$$

$$\phi = 16.45\%$$

El segundo procedimiento para la obtención de la porosidad es únicamente tomar la diferencia de pesos del núcleo tanto seco como saturado y dicha diferencia corresponde al volumen poroso del núcleo. Los valores son los siguientes:

Peso del núcleo seco (W_s) = 470.2 gr

Peso del núcleo saturado (W_m) = 506.14 gr

$$W_m - W_s = 506.14 - 470.2 = 35.94 \text{ gr} \quad (5.9)$$

Como el núcleo se saturó con agua bidestilada y la densidad de esta agua es de $1\text{gr}/\text{cm}^3$, utilizando la expresión para obtener la densidad, se tiene que:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (5.10)$$

Donde:

ρ : densidad en gr/cm^3

m: masa en gr

V : volumen en cm^3

Despejando el volumen, dejando las variables en unidades consistentes y sustituyendo valores se tiene:

$$V = \frac{35.94 \text{ gr}}{1\text{gr}/\text{cm}^3} = 35.94 \text{ cm}^3 \quad (5.11)$$

Sustituyendo en la ecuación 5.5 de porosidad se tiene que:

$$\phi = \frac{35.94 \text{ cm}^3}{222.95 \text{ cm}^3} * 100 \quad (5.12)$$

$$\phi = 16.12\%$$

Con los valores de porosidad obtenidos para el núcleo podemos observar que dichos valores en ambos métodos son muy parecidos, por lo que cualquiera de los dos métodos que se elija para cuantificar la porosidad del núcleo es aceptable, aunque en este caso se utilizará la porosidad de 16.12%.

Con la finalidad de tener un parámetro de comparación para los valores obtenidos de porosidad y permeabilidad absoluta del núcleo fracturado, se decide hacer una prueba en un tapón homogéneo (sin fractura) de un núcleo de la misma formación.

5.3.4 Porosidad de un tapón de la misma formación.

Para la obtención de la porosidad del tapón, se lleva a cabo el mismo procedimiento de pesar el núcleo seco y mojado; aplicado para la obtención de la porosidad del núcleo fracturado, quedando de la siguiente manera:

$$V_r [\text{cm}^3] = \left(\pi * \left(\frac{3.8}{2} \right)^2 * 5.5 \right) \quad (5.13)$$

$$V_r = 62.376 \text{ cm}^3$$

Peso del núcleo seco (W_s) = 132.09 gr.

Peso del núcleo saturado (W_m) = 143.45 gr.

$$W_m - W_s = 143.45 - 132.09 = 11.36 \text{ gr} \quad (5.14)$$

$$\phi = \frac{11.36 \text{ cm}^3}{62.376 \text{ cm}^3} * 100 \quad (5.15)$$

$$\phi = 18.21\%$$

Observando los valores obtenidos de porosidad tanto para el núcleo fracturado como para el tapón se puede considerar que la diferencia entre dichos valores es muy pequeña y por lo tanto es aceptable el valor obtenido para el núcleo conformado por las dos medias cañas.

5.3.5 Permeabilidad absoluta del núcleo.

Para poder hacer la medición de permeabilidad absoluta del núcleo y del tapón, se toma en cuenta la ley de Darcy, por lo que se necesita una medición de diferencial de presión entre la presión de entrada en la inyección y la presión de salida:

De la ecuación de Darcy se tiene que:

$$v = \frac{k}{\mu} * \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (5.16)$$

Donde:

v : velocidad del fluido en cm/s.

k : permeabilidad absoluta del núcleo en Darcys.

μ : viscosidad del fluido en cp.

ΔP : diferencial de presión en atm.

ΔL : longitud del núcleo en cm

De aquí se tiene que:

$$v = \frac{q}{A} \quad (5.17)$$

Sustituyendo v en la ecuación de Darcy tenemos que:

$$\frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} * \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (5.18)$$

Así tenemos que:

$$\frac{q}{A} = k * \frac{\Delta P}{\mu \Delta L} \quad (5.19)$$

Donde la ecuación anterior tiene la forma de una recta, donde la permeabilidad es la pendiente y dado que las pruebas se efectúan saturando con agua bidestilada cuya viscosidad es de 1 [cp], la ecuación anterior se reduce a:

$$\frac{q}{A} = k * \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (5.20)$$

5.3.5.1 Medición de la diferencial de presión.

Una vez que el núcleo fue saturado en su totalidad con agua bidestilada, se procede a obtener el diferencial de presión entre la cara de inyección y la cara de producción del núcleo mediante una conexión de un instrumento diferencial que tiene comunicado sus polos por una válvula “*by pass*”. Este diferencial manda los datos de la diferencial de presión a una computadora por medio de un transductor, en donde se almacenan dichos datos que se toman con un incremento de tiempo de un minuto, para después ser procesados estos datos por el software comercial “Lab-view” (National Instruments) y una configuración de programación gráfica de instrumentos virtuales patente del IMP (Instituto Mexicano del Petróleo) para ser graficados en tiempo real.

El instrumento diferencial está conectado a una de las salidas de la válvula T de doble salida que viene de la bomba, esta línea llega al polo negativo de dicho instrumento diferencial. Del polo positivo sale otra línea que está conectada después de la válvula del difusor de salida como lo muestra la Fig. 5.8.

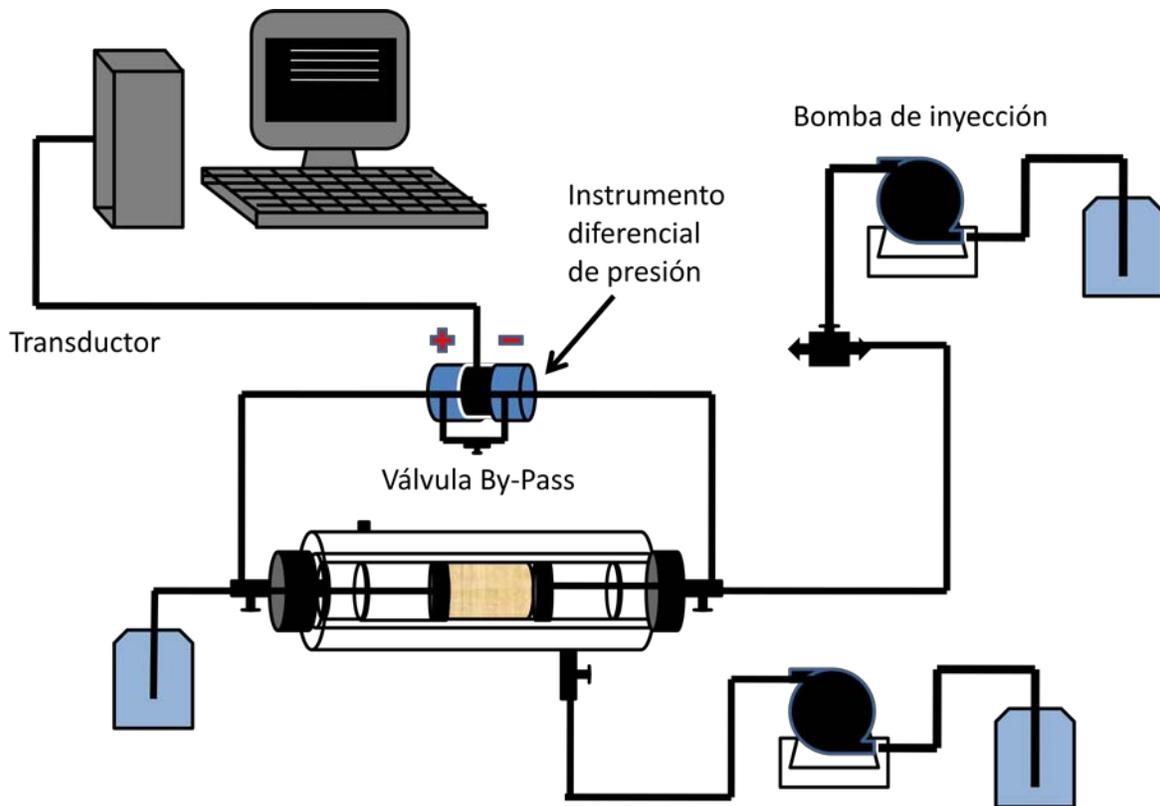


Figura 5.8. Diagrama de medición de diferencial de presión con el núcleo en posición horizontal.

Para comenzar a tomar los datos de la diferencial de presión es necesario cerrar las dos válvulas conectadas a los difusores con el objetivo de llenar la línea que va hacia el diferencial. La válvula *by pass* es abierta para permitir que el agua llegue al otro lado de la válvula del difusor de salida. Una vez que todas las líneas están llenas de agua, las válvulas de los difusores se abren y el *by pass* se cierra. Se inicia la inyección con un gasto de 50 ml/hr y una presión de confinamiento de 500 [psi] con la finalidad de asegurar que dicha presión sea la adecuada para lograr un buen sello de la fractura del núcleo con la lámina de hule que se colocó en la fractura del núcleo.

Con estas condiciones de presión y gasto se comienza a guardar la corrida de los datos en la computadora y simultáneamente se grafica en la pantalla el comportamiento del diferencial de presión con respecto al tiempo. Se observa que la curva que representa dicho comportamiento presenta una pendiente

pronunciada, debido a esto, se considera un tiempo de estabilización hasta que la diferencial de presión tome un valor donde la pendiente de la curva sea prácticamente cero en un tiempo mínimo aproximado de una hora.

Posteriormente se procede a cambiar la presión de confinamiento a 780 psi con el mismo gasto anterior con la hipótesis de que el dato de la diferencial de presión sea el mismo que el obtenido con la presión de confinamiento anterior (500 psi). Como no fue así, se aumentó nuevamente la presión de confinamiento a 910 psi. Tomando en consideración la hipótesis anterior e igualmente al ser diferente el dato de diferencial de presión obtenido, se aumentó la presión de confinamiento hasta llegar a un valor de 1180 psi de presión de confinamiento. Al comparar el dato de diferencial de presión estabilizado a esta presión de confinamiento con el dato de diferencial de presión estabilizado con la presión de confinamiento anterior, se observa que son prácticamente iguales por lo que se considera que la presión de confinamiento adecuada para que se haya sellado completamente la fractura del núcleo con la cámara de hule es de 1180 psi. Por lo tanto la presión de confinamiento seleccionada para los experimentos fue de 1180 psi.

5.3.5.2 Obtención de la permeabilidad absoluta.

Con la finalidad de comparar y corroborar los valores de permeabilidad absoluta, se decidió llevar a cabo las pruebas de medición de diferencial de presión variando la posición del núcleo de posición horizontal a vertical y haciendo consideraciones de variación de área del núcleo debido a las irregularidades geométricas durante el proceso de corte. A continuación se muestran los resultados de dichas pruebas:

Una vez fijada la presión de confinamiento a la que se harán todas las pruebas, se procede a variar los gastos de inyección comenzando con 100 ml/hr y disminuyendo en 25 ml/hr cada que se estabiliza el valor de la diferencial de presión para cada uno de los gastos fijados, hasta llegar al gasto final de 25 ml/hr. Con los valores de la diferencial de presión obtenidos para cada uno de los gastos

y mediante la sustitución de dichos valores en la ecuación de Darcy se obtiene la permeabilidad absoluta para cada uno de los gastos como se muestra en las siguientes tablas y se grafica Q/A vs. $\Delta P/L$ para obtener el valor de la pendiente de la recta, la cual es el valor de la permeabilidad absoluta en cada caso.

- Núcleo con fractura aislada (horizontal y área cilíndrica).

Tabla 5.1. Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura aislada (horizontal y área cilíndrica) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)					
Con fractura aislada	100	0.028	29.43	2.002041	11	5.08	20.27	1	7.5301
	75	0.021	23.23	1.580272	11	5.08	20.27	1	7.1549
	50	0.014	16.24	1.104762	11	5.08	20.27	1	6.8230
	25	0.007	8.61	0.585714	11	5.08	20.27	1	6.4347

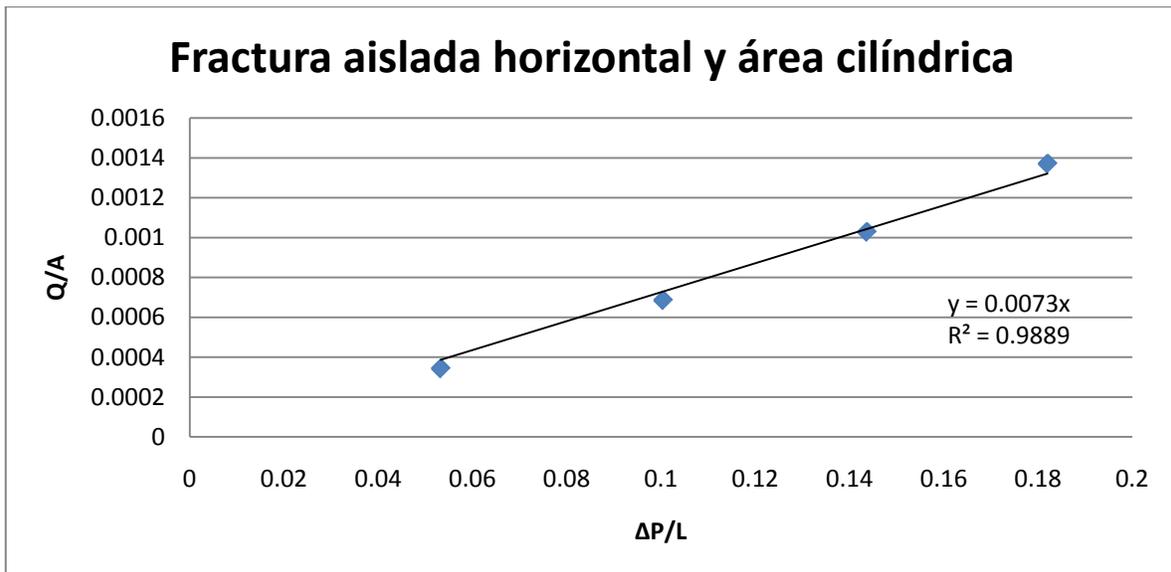


Figura 5.9. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura aislada (horizontal y área cilíndrica).

- Núcleo con fractura aislada (horizontal y área elíptica).

Tabla 5.2. Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura aislada (horizontal y área elíptica) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)				
Con fractura aislada	100	0.0277778	29.43	2.00204082	11	20.109	1	7.5897
	75	0.0208333	23.23	1.58027211	11	20.109	1	7.2116
	50	0.0138889	16.24	1.1047619	11	20.109	1	6.8770
	25	0.0069444	8.61	0.58571429	11	20.109	1	6.4857

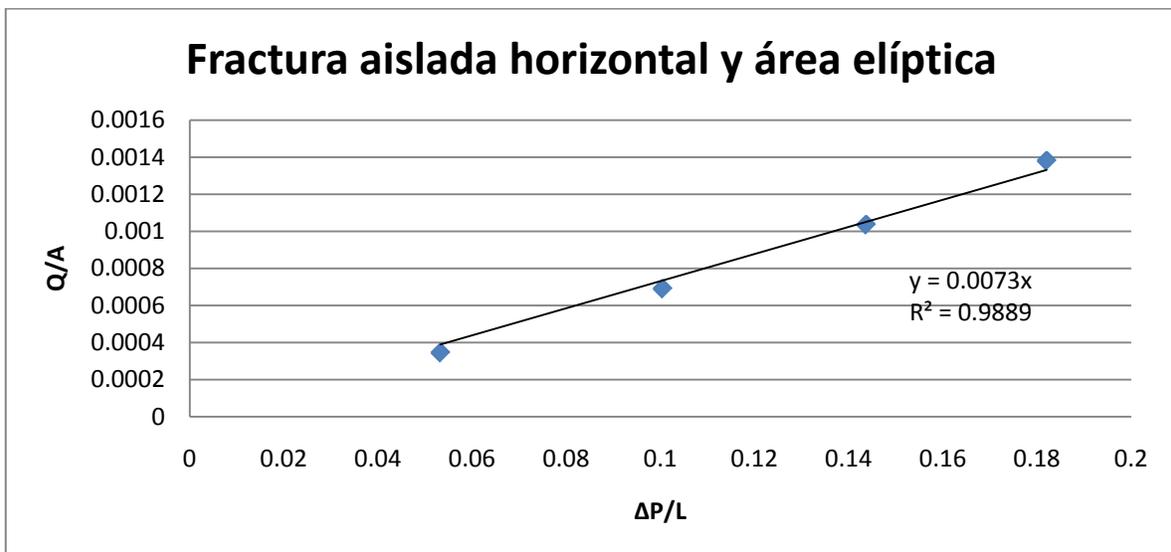


Figura 5.10. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura aislada (horizontal y área elíptica).

- Núcleo con fractura aislada (vertical con área cilíndrica).

Tabla 5.3. Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura aislada (vertical y área cilíndrica) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)					
Con fractura aislada	100	0.02777778	26.7	1.816326531	11	5.08	20.27	1	8.3000
	75	0.02083333	21.6	1.469387755	11	5.08	20.27	1	7.6948
	50	0.01388889	16.19	1.101360544	11	5.08	20.27	1	6.8441
	25	0.00694444	9.72	0.66122449	11	5.08	20.27	1	5.6999

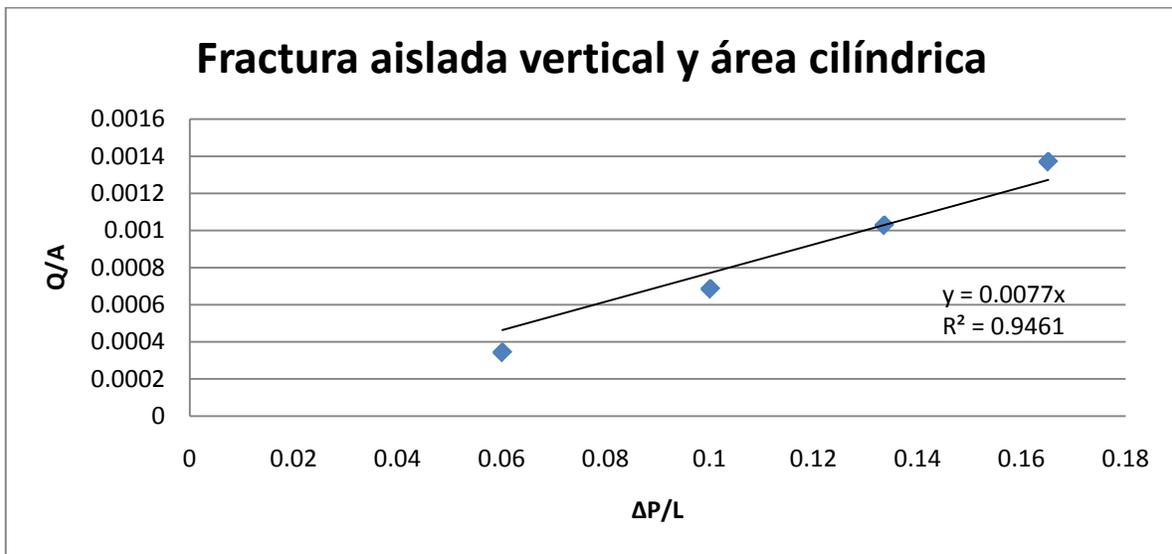


Figura 5.11. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura aislada (horizontal y área elíptica).

- Núcleo con fractura aislada (vertical y área elíptica).

Tabla 5.4. Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura aislada (vertical y área elíptica) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)				
Con fractura aislada	100	0.0277778	26.7	1.81632653	11	20.109	1	8.3658
	75	0.0208333	21.6	1.46938776	11	20.109	1	7.7558
	50	0.0138889	16.19	1.10136054	11	20.109	1	6.8983
	25	0.0069444	9.72	0.66122449	11	20.109	1	5.7450

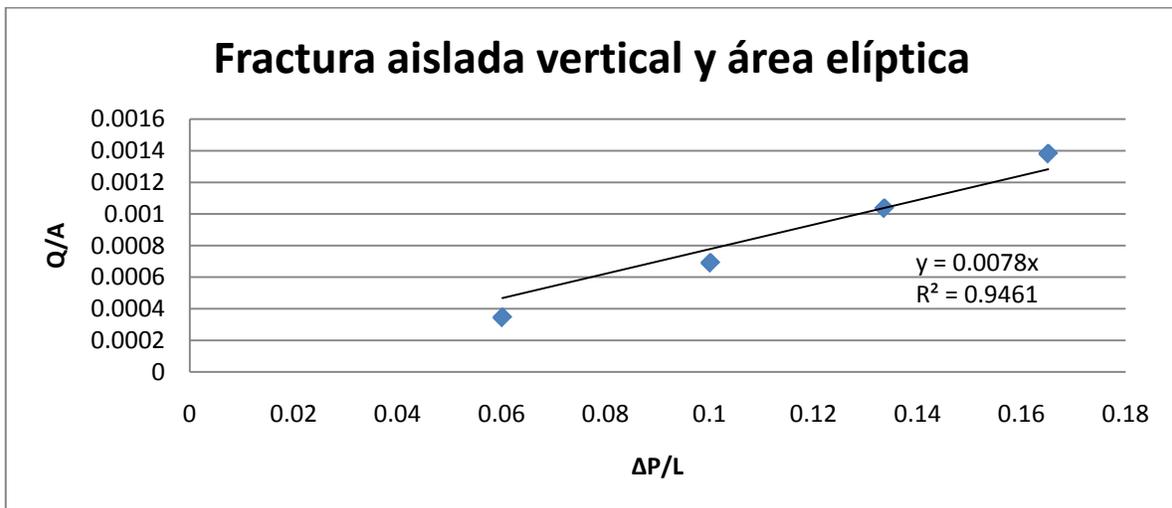


Figura 5.12. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura aislada (vertical y área elíptica).

- Núcleo con fractura abierta (horizontal y área cilíndrica).

Tabla 5.5. Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura abierta (horizontal y área cilíndrica) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)					
Con fractura abierta	200	0.05555556	1.05	0.071428571	11	5.08	20.27	1	422.1151
	150	0.04166667	0.85	0.057823129	11	5.08	20.27	1	391.0772
	100	0.02777778	0.71	0.04829932	11	5.08	20.27	1	312.1274
	75	0.02083333	0.61	0.041496599	11	5.08	20.27	1	272.4719
	50	0.01388889	0.44	0.029931973	11	5.08	20.27	1	251.8300
	25	0.00694444	0.36	0.024489796	11	5.08	20.27	1	153.8961

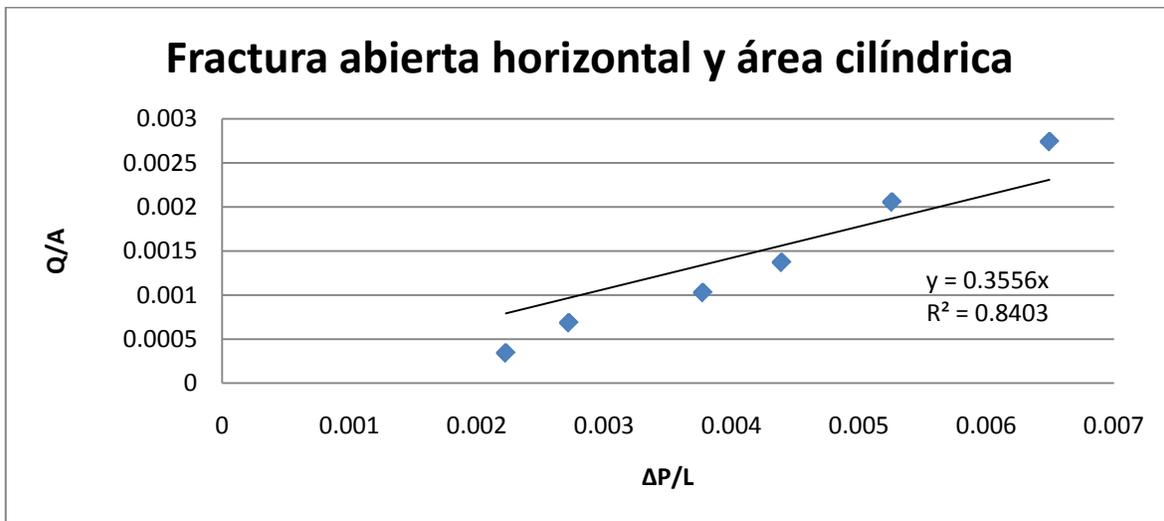


Figura 5.13. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura abierta (horizontal y área cilíndrica).

- Núcleo con fractura abierta (horizontal y área elíptica).

Tabla 5.6. Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura abierta (horizontal y área elíptica) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)				
Con fractura abierta	200	0.0555556	1.05	0.07142857	11	20.109	1	425.4590
	150	0.0416667	0.85	0.05782313	11	20.109	1	394.1753
	100	0.0277778	0.71	0.04829932	11	20.109	1	314.6000
	75	0.0208333	0.61	0.0414966	11	20.109	1	274.6303
	50	0.0138889	0.44	0.02993197	11	20.109	1	253.8250
	25	0.0069444	0.36	0.0244898	11	20.109	1	155.1153

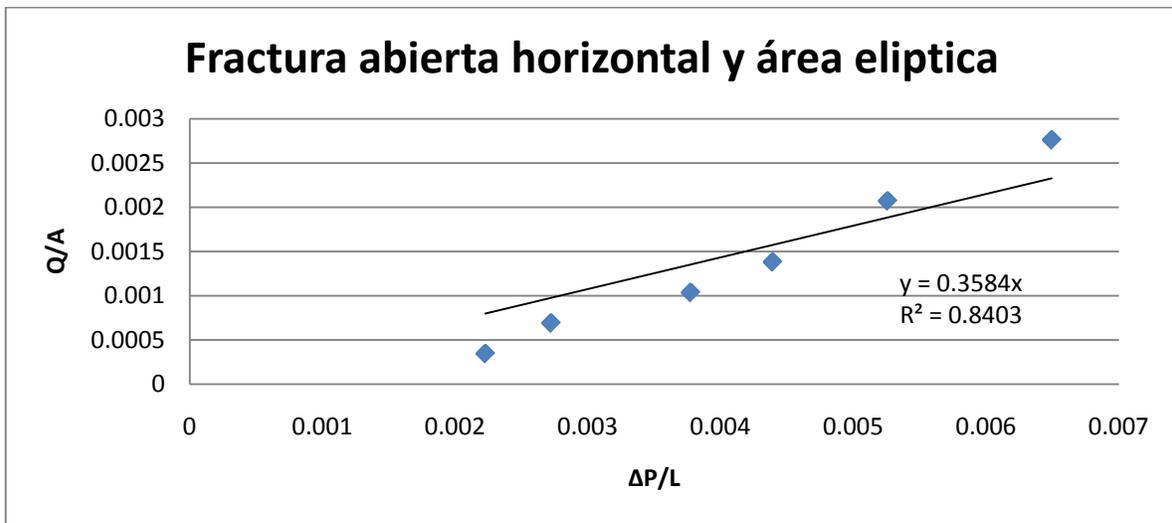


Figura 5.14. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura abierta (horizontal y área elíptica).

- Núcleo con fractura abierta (vertical y área cilíndrica).

Tabla 5.7. Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura abierta (vertical y área cilíndrica) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)					
Con fractura abierta	100	0.02777778	0.5	0.034013605	11	5.08	20.27	1	443.2209
	75	0.02083333	0.39	0.026530612	11	5.08	20.27	1	426.1739
	50	0.01388889	0.26	0.017687075	11	5.08	20.27	1	426.1739
	25	0.00694444	0.18	0.012244898	11	5.08	20.27	1	307.7923

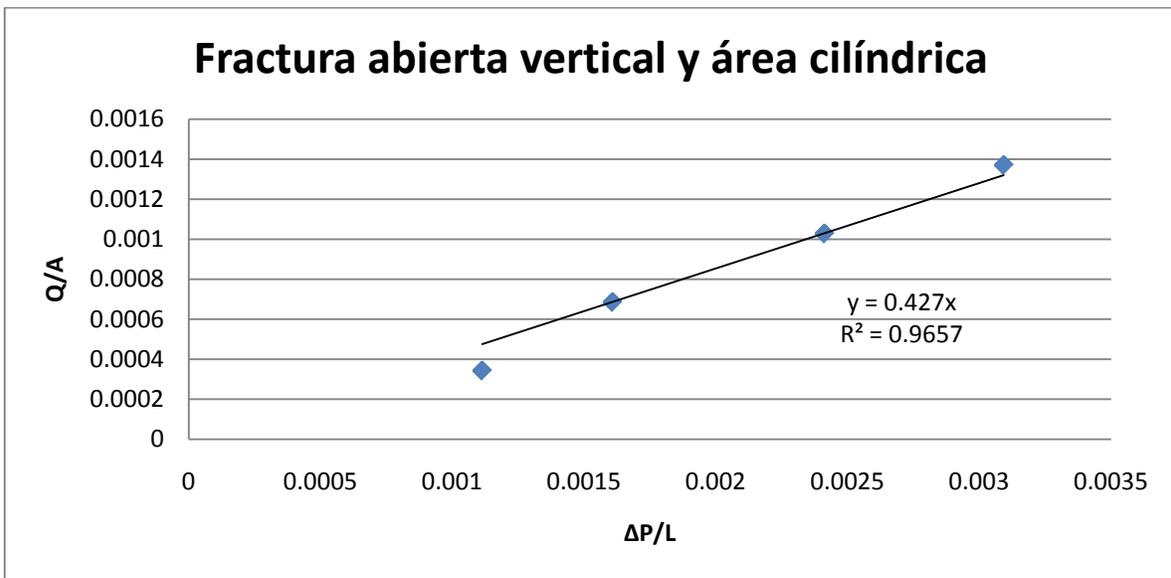


Figura 5.15. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura abierta (vertical y área cilíndrica).

- Núcleo con fractura abierta (vertical y área elíptica).

Tabla 5.8. Permeabilidades absolutas del núcleo con fractura abierta (vertical y área elíptica) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)				
Con fractura abierta	100	0.0277778	0.5	0.03401361	11	20.109	1	446.7320
	75	0.0208333	0.39	0.02653061	11	20.109	1	429.5500
	50	0.0138889	0.26	0.01768707	11	20.109	1	429.5500
	25	0.0069444	0.18	0.0122449	11	20.109	1	310.2305

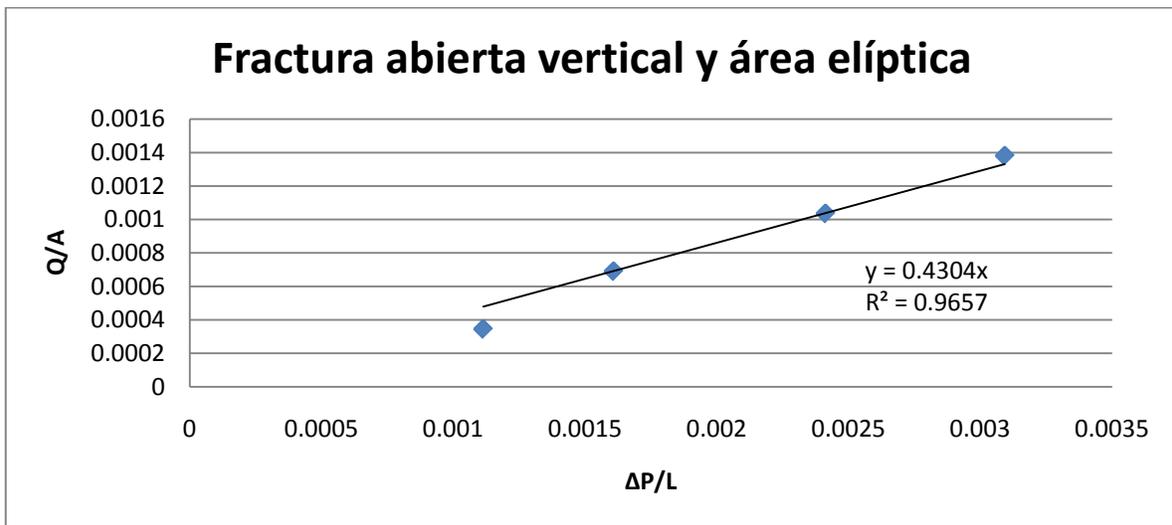


Figura 5.16. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con fractura abierta (vertical y área elíptica).

- Tapón homogéneo (horizontal).

Tabla 5.9. Permeabilidades absolutas del tapón de núcleo (horizontal) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)					
Tapón homogéneo	200	0.05555556	17.9	1.217687075	5.5	3.8	11.34	1	22.1257
	150	0.04166667	14.46	0.983673469	5.5	3.8	11.34	1	20.5420
	100	0.02777778	10.62	0.72244898	5.5	3.8	11.34	1	18.6464
	50	0.01388889	4.71	0.320408163	5.5	3.8	11.34	1	21.0218

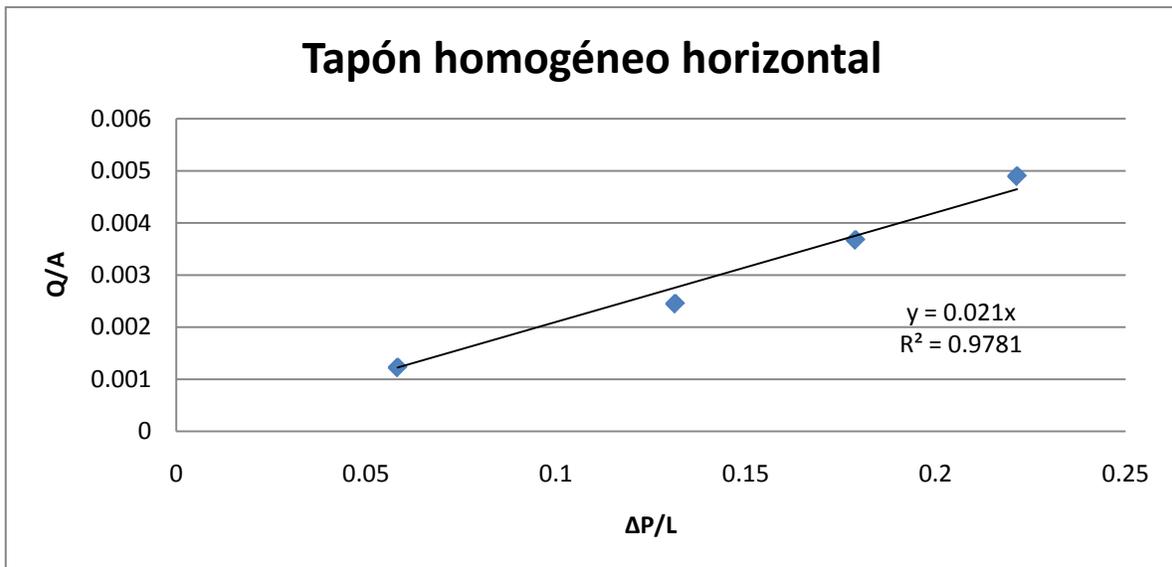


Figura 5.17. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del tapón del núcleo (horizontal).

- Tapón homogéneo (vertical).

Tabla 5.10. Permeabilidades absolutas del tapón de núcleo (vertical) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)					
Tapón homogéneo	200	0.05555556	21.24	1.444897959	5.5	3.8	11.34	1	18.6464
	150	0.04166667	14.3	0.972789116	5.5	3.8	11.34	1	20.7719
	100	0.02777778	10.26	0.697959184	5.5	3.8	11.34	1	19.3007
	50	0.01388889	5.35	0.363945578	5.5	3.8	11.34	1	18.5070

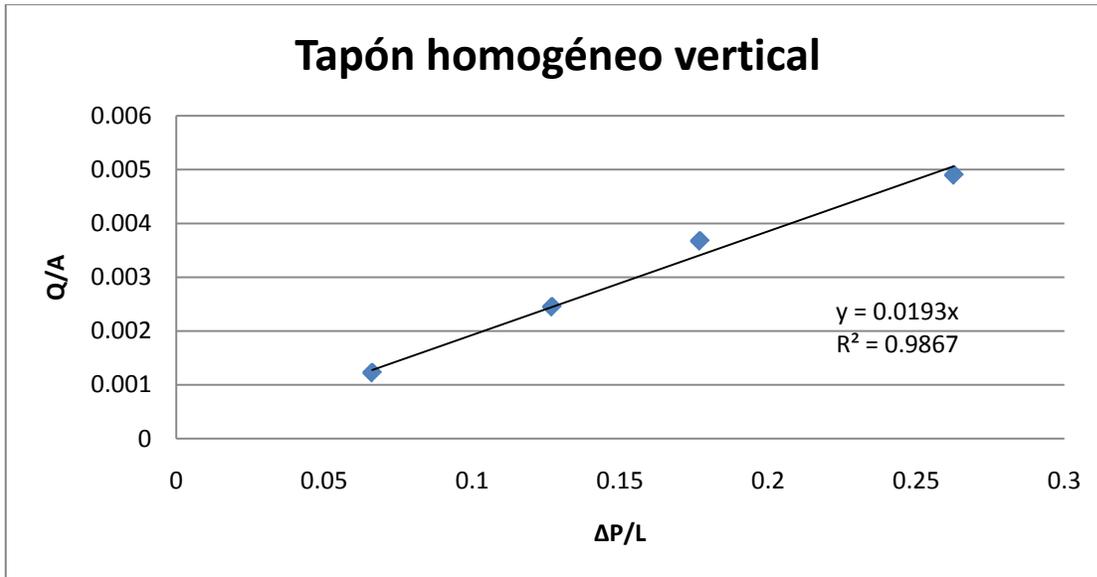


Figura 5.18. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta del tapón del núcleo (vertical).

De las gráficas anteriores (5.9-5.18) se puede observar que para todos los casos, tanto para cambios de área del núcleo y la posición de éste en la prueba de permeabilidad absoluta, hay una muy pequeña variación en la determinación de las permeabilidades absolutas para cada caso, a excepción del caso de la medición de la permeabilidad absoluta en la fractura donde hay una amplia variación de los valores de permeabilidad absoluta, por lo que se consideró

realizar de manera horizontal el experimento de medición de permeabilidades relativas en la fractura con la finalidad de no involucrar una diferencia de presión por gravedad además de la diferencia de presión por viscosidad.

Por lo anterior decimos que el valor más aceptable en la medición de diferencial de presión es el que involucra el área elíptica del núcleo y con inyección de agua bidestilada en forma horizontal para eliminar el diferencial de presión por gravedad.

Para el caso de medición de la permeabilidad en los casos del tapón y núcleo con fractura sellada se observaron valores similares en todos los casos, tanto para cambios de área como para el caso de la posición del núcleo en la inyección de agua bidestilada, de cualquier manera se consideran como más aceptables los de posición horizontal y para el caso del núcleo se considera más real la consideración de área elíptica.

5.4 Porosidad y permeabilidad absoluta en las medias cañas.

5.4.1 Obtención del área de las caras planas de las medias cañas.

Debido a los diferentes valores de diferencial de presión obtenidos en las pruebas, se pretende analizar el fenómeno que está ocurriendo para saber si estos valores obtenidos no están siendo influenciados por la partición realizada al núcleo y que al ser inyectada el agua bidestilada, este yéndose preferencialmente por una de estas partes en lugar de ser una saturación homogénea. Para hacer dicho análisis se obtiene la porosidad de las dos partes del núcleo “medias cañas” por separado y se procede de la siguiente manera:

Debido a que el núcleo fue cortado de dos núcleos que tienen forma de prisma cuadrangular recto, al hacer el corte, se obtuvo que las “semicircunferencias” fueron una ligeramente más grande que la otra, por lo que al no poder sacar el

área de cada caña como si fuera un semicírculo perfecto, se procede a tomar las medidas de cada una y se tiene lo siguiente:

Media caña #1:

Media caña #2:

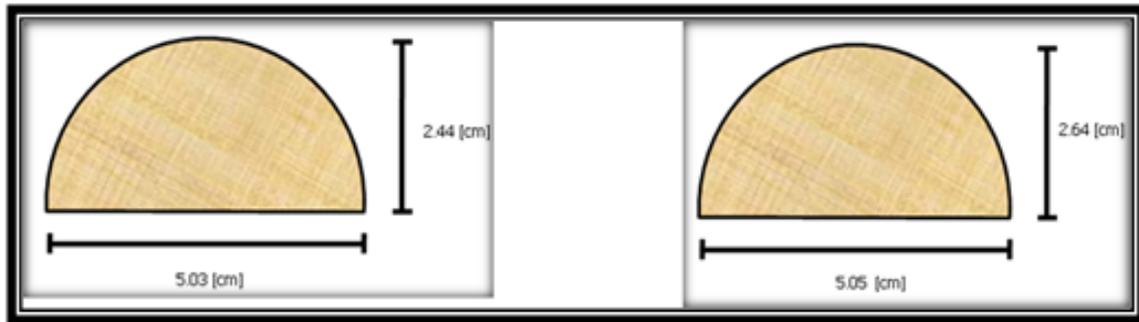


Figura 5.19. Dimensiones de las dos medias cañas.

Para obtener el área de una caña se considera la siguiente figura:

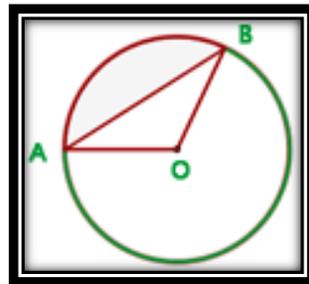


Figura 5.20. Esquema de obtención de un sector circular.

Ahora lo que se pretende calcular es el área del segmento circular AB de la media caña #1, para lo cual hay que determinar el área del sector circular AOB y el área del triángulo AOB para sustituirlos en la siguiente ecuación:

**Área del segmento circular AB = Área del sector circular AOB
Área del triángulo AOB**

El siguiente paso es obtener el área del sector circular AOB por medio de la siguiente ecuación:

$$A = \frac{\pi * r^2 * \theta}{360^\circ} \quad (5.21)$$

Donde θ es el ángulo interno entre los dos radios de la figura 5.21:

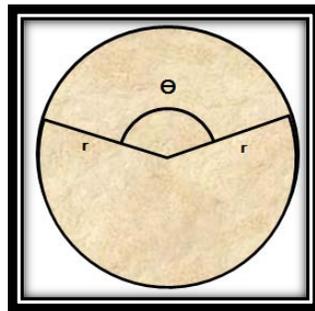


Figura 5.21.

Se tiene que para obtener θ , se traza una recta por el centro de la circunferencia de tal manera que la divide en dos partes iguales (diámetro) por debajo de las dos rectas (radios); como lo muestra la fig. 5.22:

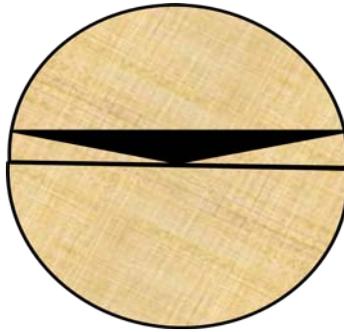


Figura 5.22.

posteriormente se traza una recta paralela al diámetro a 0.1 cm de distancia de éste (cuerda), ésta distancia de 0.1 cm se obtiene de restarle al radio de la circunferencia original del núcleo completo (2.54 cm) el radio de la caña #1 (2.44 cm), a ese segmento de recta de 0.1 cm le llamaremos a ;

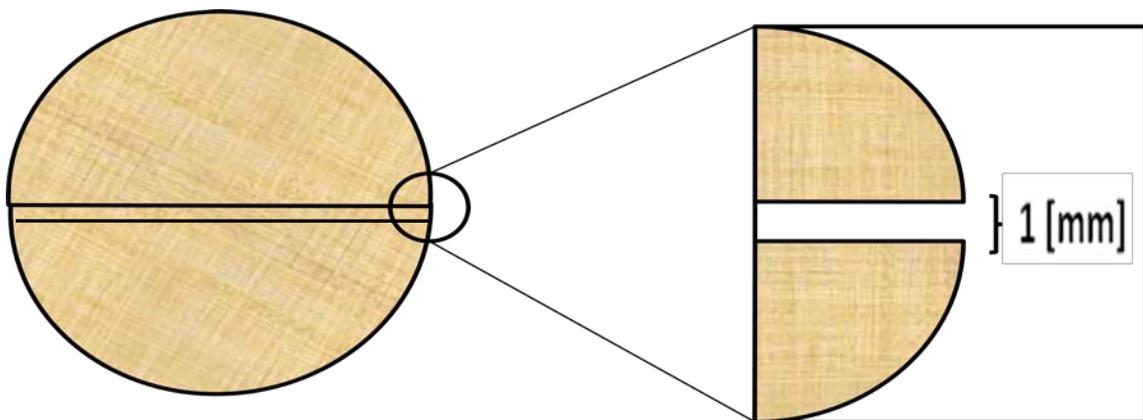


Figura 5.23. Esquema de la zona de fractura en el núcleo.

posteriormente se mide la mitad de la cuerda que se trazo y teniendo 2.52 cm, a este segmento le llamaremos b ; posteriormente se unen los segmentos a y b y se traza una recta de los dos extremos de estos dos segmentos uniéndolos con una nueva recta llamada c , una vez hecho esto, se obtiene un triángulo rectángulo, donde c pasa a ser la hipotenusa de dicho triángulo, de donde por el teorema de

Pitágoras “en un triángulo rectángulo la suma del cuadrado de los catetos es igual al cuadrado de la hipotenusa” se obtiene la longitud del segmento c , como se muestra enseguida:

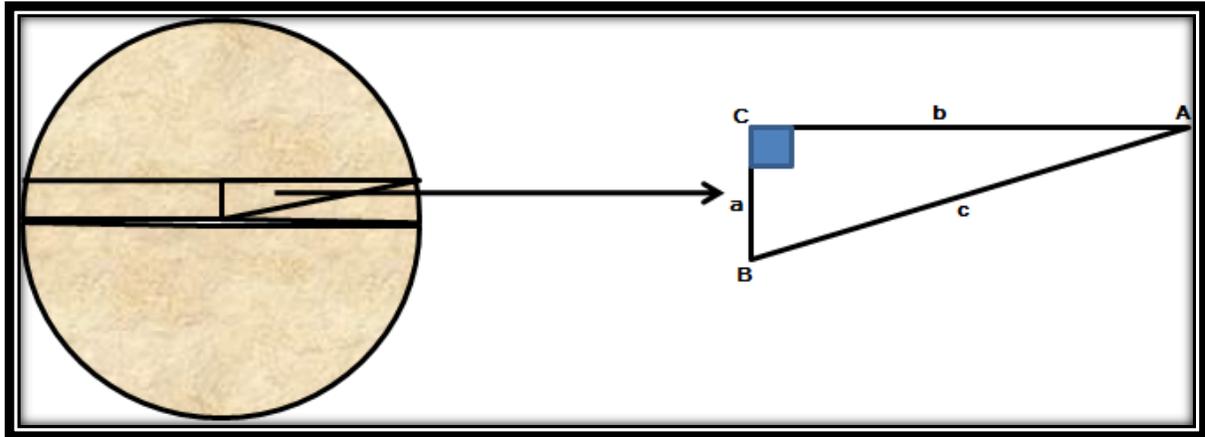


Figura 5.24.

$$a^2 + b^2 = c^2 \quad (5.22)$$

despejando c y sustituyendo valores se tiene:

$$c = \sqrt{0.1^2 + 2.52^2} = 2.522 \text{ cm}^2 \quad (5.23)$$

Posteriormente ya teniendo todos los valores de los lados del triángulo y sabiendo que por ser triángulo rectángulo uno de sus ángulos interiores mide 90° , se procede a utilizar la ley de los senos que dice que:

$$\frac{a}{\text{Sen } A} = \frac{b}{\text{Sen } B} = \frac{c}{\text{Sen } C} \quad (5.24)$$

Ahora como necesitamos el ángulo B, despejamos y obtenemos:

$$B = \sin^{-1} \left(\frac{b \cdot \sin C}{c} \right) \quad (5.25)$$

Sustituyendo valores se obtiene:

$$B = \sin^{-1} \left(\frac{2.52 \cdot \sin 90^\circ}{2.522} \right) = 87.718^\circ \quad (5.26)$$

Pero esta sólo es la mitad del ángulo interno del sector circular AOB, por lo que B se multiplica por 2 y se obtiene el ángulo total de dicho sector circular (\square).

Por lo tanto:

$$\square = 87.718^\circ \cdot 2 = 175.436^\circ$$

Sustituyendo \square en la ecuación:

$$A = \frac{\pi \cdot 2.54^2 \cdot 175.436^\circ}{360^\circ} = 9.877 \text{ cm}^2 \quad (5.27)$$

Lo siguiente es obtener el área del triángulo AOB (fig 5.20) que se obtiene de la siguiente manera:

$$A = \frac{b \cdot h}{2} \quad (5.28)$$

Donde:

b= base del triángulo (longitud de la cuerda)= 5.04cm

h= altura del triángulo (distancia entre la cuerda y el diámetro)= 0.1cm

Sustituyendo los valores en la ecuación 5.28 se tiene que el área del triángulo AOB es:

$$A = \frac{5.04 \cdot 0.1}{2} = 0.252 \text{cm}^2 \quad (5.29)$$

Finalmente para obtener el área del segmento circular AB, se le resta el área del triángulo AOB al área del sector circular AOB y se tiene que el área del segmento circular es:

Área del segmento circular AB (área de la media caña #1)= $9.877 - 0.252 = 9.625 [\text{cm}^2]$

Para obtener el área de la media caña #2 tomamos el área de la circunferencia formada por las dos medias cañas juntas (área del núcleo) y le restamos el área de la media caña #1, así tenemos que:

$$\text{Área del núcleo} = \pi * r^2 \quad (5.30)$$

Sustituyendo valores tenemos que:

$$\text{Área del núcleo} = \pi * 2.54^2 = 20.268 \text{ cm}^2 \quad (5.31)$$

Por último restamos el área de la media caña #1 al área del núcleo y se tiene que:

Área de la media caña #2 = $20.268 - 9.625 = 10.643 \text{ cm}^2$

Procedimiento #2

Para efectos de corroborar las áreas de las medias cañas se consideró que cada media caña por no ser de las mismas dimensiones entre sí era una media elipse, aunque en realidad no sea así al hacer esta consideración para efectos prácticos no esta tan alejada de la realidad,

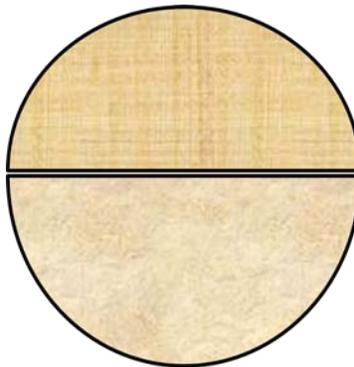


Figura 5.25. Esquema de las áreas del cilindro conformado por las dos medias cañas.

por consiguiente se tomaron las medidas de la fig. 5.19. para los semiejes de las parábolas.

El área de la elipse se calcula con la siguiente expresión:

$$A = \pi * a * b \quad (5.32)$$

Donde a y b son los semiejes de la elipse.

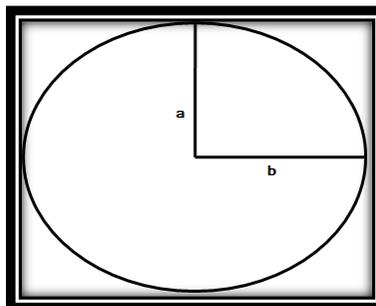


Figura 5.26. Elipse con semiejes.

Para media elipse por lo tanto se tiene:

$$A = \frac{\pi * a * b}{2} \quad (5.33)$$

Sustituyendo valores para la caña #1 se tiene:

$$A = \frac{\pi * 2.515 * 2.44}{2} = 9.636 \text{ cm}^2 \quad (5.34)$$

Sustituyendo valores para la caña #2 se tiene:

$$A = \frac{\pi * 2.525 * 2.64}{2} = 10.471 \text{ cm}^2 \quad (5.35)$$

Ahora tomando en cuenta el área del núcleo como una elipse se tiene:

$$A = \frac{\pi * 2.52 * 2.54}{2} = 20.109 \text{ cm}^2 \quad (5.36)$$

De lo anterior y comparando los dos métodos de medición con base a que al hacer la medición del núcleo nos damos cuenta que no es totalmente circular, sino que forma una cierta elipse, al comparar las áreas nos damos cuenta que la más cercana a la real es la del segundo método, por lo que se procede a utilizar las áreas de las “cañas” del segundo método para el posterior cálculo de sus respectivos volúmenes y porosidades.

Para obtener los volúmenes de las cañas, sólo hay que multiplicar por la altura del cilindro que es de 11cm.

Para la caña #1 tenemos que:

Volumen media caña #1= área de la media caña #1 * longitud del cilindro

Sustituyendo valores:

$$\text{Volumen media caña \#1} = 9.636 \text{ cm}^2 * 11 \text{ cm} = 105.996 \text{ cm}^3$$

Para la media caña #2 tenemos que:

Volumen media caña #2= área de la media caña #2 * longitud del cilindro

Sustituyendo valores:

$$\text{Volumen media caña \#2} = 10.471 [\text{cm}^2] * 11 [\text{cm}] = 115.181 [\text{cm}^3]$$

5.4.2 Determinación de la porosidad de cada media caña.

La porosidad se determina por la diferencia entre el peso saturado y el peso seco de cada media caña.

Para la media caña #1

Peso de la media caña #1 seca (W_{s1}) = 226.84 gr

Peso de la media caña #1 saturada (W_{m1}) = 244.11 g.

$$W_{m1} - W_{s1} = 244.11 - 226.84 = 17.27 \text{ gr} \quad (5.37)$$

Esta masa es el volumen poroso, por lo que al sustituir los valores tanto del volumen de la media caña y el volumen poroso de ésta en la expresión para calcular la porosidad, queda de la siguiente manera:

$$\emptyset_{media\ caña\ #1} = \frac{17.27 [cm^3]}{105.996 [cm^3]} * 100 \quad (5.38)$$

$$\emptyset_{media\ caña\ #1} = 16.29\% \quad (5.39)$$

Para la media caña #2

Peso de la media caña #2 seca (W_{s2}) = 243.36 gr

Peso de la caña #2 saturada (W_{m2}) = 262.03 gr

$$W_{m2} - W_{s2} = 262.03 - 243.36 = 18.67 \text{ gr} \quad (5.40)$$

Se aplica el mismo principio que se aplicó para la media caña #1 quedando que:

$$\emptyset_{media\ caña\ #2} = \frac{18.67 \text{ cm}^3}{115.181 \text{ cm}^3} * 100 \quad (5.41)$$

$$\emptyset_{media\ caña\ #2} = 16.21\% \quad (5.42)$$

Comparando la porosidad de ambas medias cañas, se observa que prácticamente es la misma, es decir, para efectos de la medición de la permeabilidad, el efecto

de que el núcleo esté seccionado en dos medias cañas no debe afectar en dicha medición.

5.4.3 Determinación de la permeabilidad absoluta de las medias cañas.

Para este cálculo, debido a la falta de una celda con la forma geométrica de las medias cañas, se tomaron los datos del diferencial de presión de los gastos correspondientes para el caso del núcleo con fractura aislada en posición tanto horizontal como vertical y sólo se modificó el área por la que se obtuvo para cada media caña, los cálculos son los siguientes:

- Media caña #1 horizontal.

Tabla 5.11. Permeabilidades absolutas de la media caña #1 (horizontal) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)				
caña #1	100	0.02777778	29.43	2.002040816	11	9.64	1	15.8387
	75	0.02083333	23.23	1.580272109	11	9.64	1	15.0495
	50	0.01388889	16.24	1.104761905	11	9.64	1	14.3514
	25	0.00694444	8.61	0.585714286	11	9.64	1	13.5347

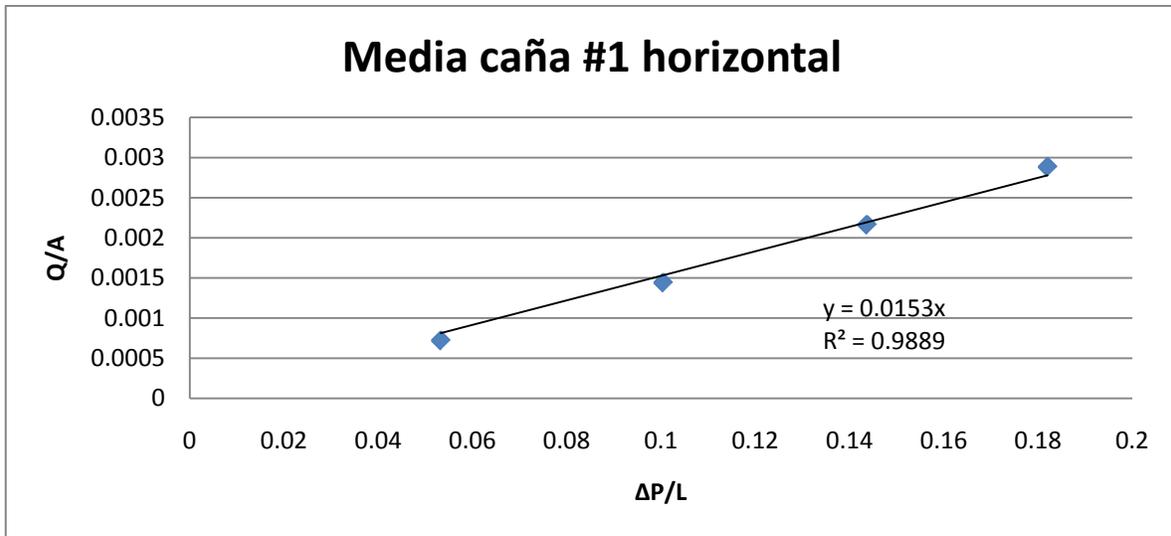


Figura 5.27. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta de la media caña #1 (horizontal).

- Media caña #1 vertical

Tabla 5.12. Permeabilidades absolutas de la media caña #1 (vertical) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)				
caña #1	100	0.02777778	26.7	1.816326531	11	9.64	1	17.4582
	75	0.02083333	21.6	1.469387755	11	9.64	1	16.1852
	50	0.01388889	16.19	1.101360544	11	9.64	1	14.3957
	25	0.00694444	9.72	0.66122449	11	9.64	1	11.9890

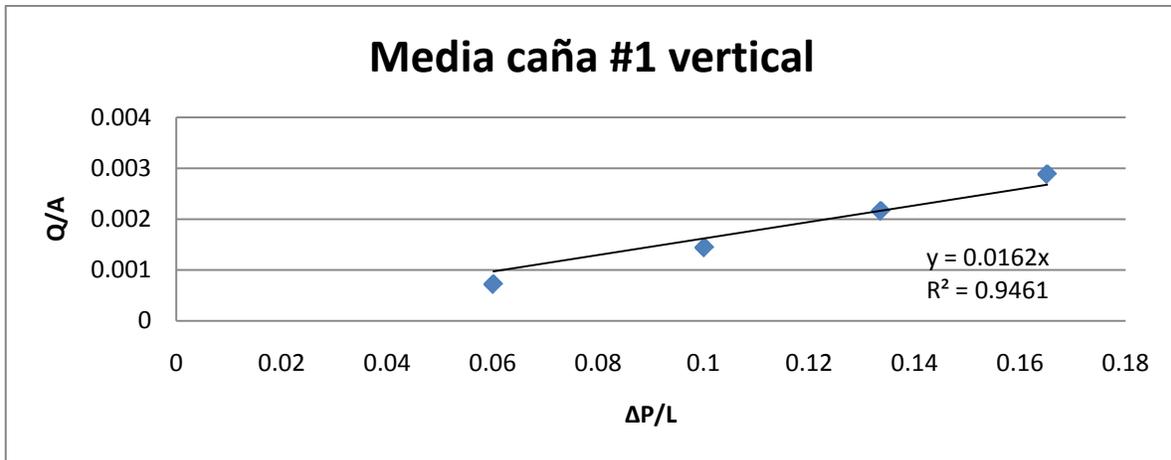


Figura 5.28. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta de la media caña #1 (vertical).

- Media caña #2 horizontal

Tabla 5.13. Permeabilidades absolutas de la media caña #2 (horizontal) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)				
caña #2	100	0.02777778	29.43	2.002040816	11	10.47	1	14.5757
	75	0.02083333	23.23	1.580272109	11	10.47	1	13.8494
	50	0.01388889	16.24	1.104761905	11	10.47	1	13.2070
	25	0.00694444	8.61	0.585714286	11	10.47	1	12.4554

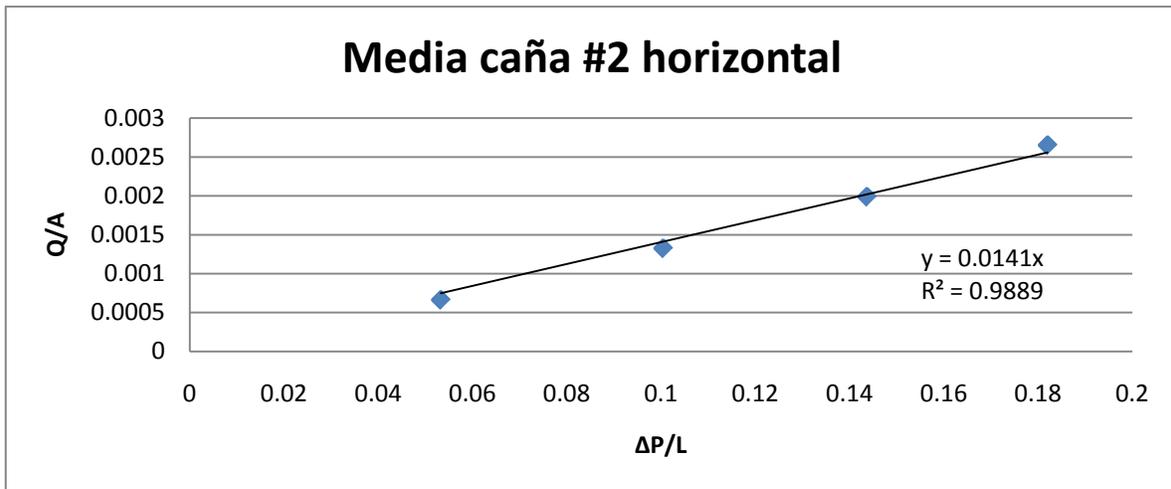


Figura 5.29. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta de la media caña #2 (horizontal).

- Media caña #2 vertical

Tabla 5.14. Permeabilidades absolutas de la media caña #2 (vertical) a diferentes gastos de inyección.

Núcleo	Gasto		Diferencial de presión		Longitud (cm)	Área (cm ²)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (mD)
	(ml/h)	(ml/s)	(psi)	(atm)				
caña #2	100	0.02777778	26.7	1.816326531	11	10.47	1	16.0660
	75	0.02083333	21.6	1.469387755	11	10.47	1	14.8945
	50	0.01388889	16.19	1.101360544	11	10.47	1	13.2478
	25	0.00694444	9.72	0.66122449	11	10.47	1	11.0330

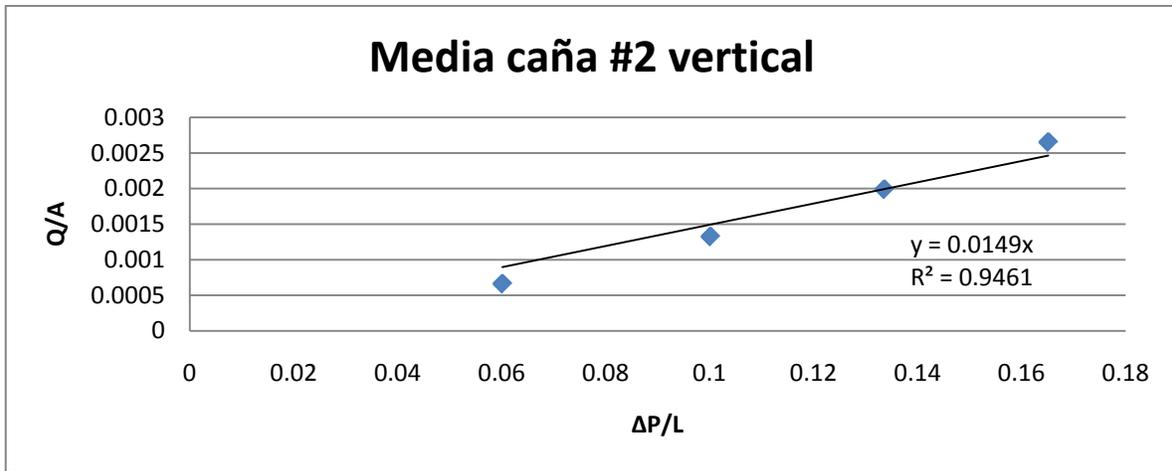


Figura 5.30. Gráfica para determinar la permeabilidad absoluta de la media caña #2 (vertical).

Comparando los resultados obtenidos de permeabilidades absolutas para las medias cañas tanto en posición vertical, como en posición horizontal observamos que no hay variación en los valores de las permeabilidades absolutas de las dos medias cañas.

A continuación se hace un resumen de las permeabilidades obtenidas para cada uno de los casos ya mencionados (tabla 5.15):

Tabla 5.15. Resumen de permeabilidades absolutas tomando en cuenta las distintas posiciones de las pruebas y considerando diferentes áreas de núcleo.

Núcleo	Posición	Área	Permeabilidad absoluta [mD]
Con fractura aislada	Horizontal	Cilíndrica	7.3
		Elíptica	7.3
	Vertical	Cilíndrica	7.7
		Elíptica	7.8
Con fractura abierta	Horizontal	Cilíndrica	355.6
		Elíptica	358.4
	Vertical	Cilíndrica	427.0
		Elíptica	430.4
Tapón homogéneo	Horizontal	Cilíndrica	21.0
	Vertical		19.3
Media caña #1	Horizontal	Elíptica	15.3
	Vertical		16.2
Media caña #2	Horizontal		14.1
	Vertical		14.9

Capítulo 6. Experimentos.

6.1 Introducción.

En éste capítulo se describen las actividades que se llevaron a cabo para la realización de cada uno de los tres experimentos de desplazamiento de aceite mediante la inyección de salmuera (con fractura abierta, con fractura sellada con hule y fractura sellada con gel), se describen los procedimientos efectuados para llevar el núcleo a las condiciones de saturación de agua residual, la toma de datos de diferencial de presión y de la recuperación de aceite. En el caso del segundo experimento se describe el sellado de la fractura con el hule y en el tercer experimento la implantación del gel en el espacio de la fractura.

6.2 Primer experimento (núcleo con fractura abierta).

Para la realización de este experimento lo primero que se hizo fue secar el núcleo que estaba saturado con agua bidestilada para poderlo saturar ahora con la salmuera, esto se hizo con el *core holder* posicionado de forma vertical para que el fluido avanzara lo mas homogéneamente posible y que de ésta manera se saturara el núcleo completamente, una vez saturado el núcleo con salmuera, se comenzó a inyectar el aceite muerto (también previamente seleccionado) por la parte de arriba del *core holder* para evitar la canalización del aceite a causa de la diferencia de densidades y de ésta manera tratar de evitar que se pudiera entrapar la salmuera en algunas secciones del núcleo y con esto se dificultara el desplazamiento de dicha salmuera entrampada. El gasto de inyección del aceite fue de 50 ml/hr con el objetivo de dejar el núcleo con una saturación residual de salmuera, para esto se procedió a introducirle al núcleo la lámina de hule entre la fractura para que el aceite no pudiera irse por la fractura y se pudiera desplazar la mayor cantidad de salmuera de la matriz del núcleo, una vez colocada la lámina de hule en la fractura, se introdujo el núcleo al *core holder* y se prosiguió a confinar nuevamente el núcleo para poder asegurar un buen sello de la fractura, para ayudar a lograr una mayor recuperación de la salmuera del núcleo y de ésta

manera dejar el núcleo a una saturación de agua residual lo más baja posible se le colocó una cinta de calentamiento alrededor del *core holder* y de las líneas (la cinta de calentamiento tenía un controlador de temperatura que se programó para calentar el sistema a 60°C), con el fin de disminuir la viscosidad del aceite y así lograr una resistencia al flujo menor para poder desplazar mayor cantidad de salmuera del núcleo y de manera más fácil y rápida.

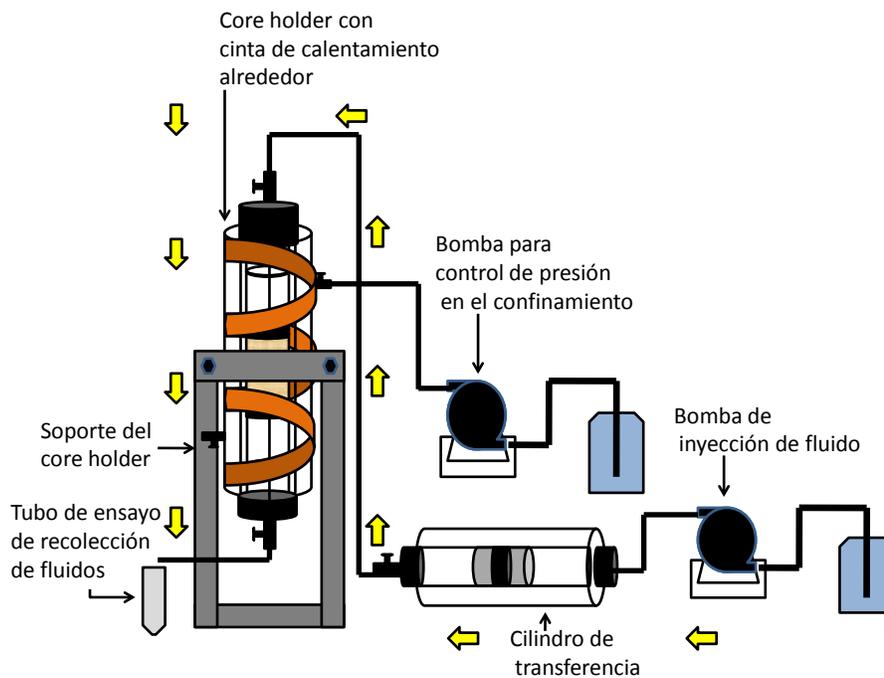


Figura 6.1. Esquema de saturación de aceite inicial y saturación de salmuera residual.

Una vez desplazada la salmuera con el aceite se toman los tubos donde se recuperaron los fluidos (salmuera y aceite desplazados del núcleo), se pesan dichos tubos con fluidos y se distribuyen en un portatubos de tal manera que el peso en cada portatubos sea igual para poderlos centrifugar en la centrifuga a una temperatura de 40°C y una velocidad de 2000 rpm durante un lapso de 2 horas.



Figura 6.2. Centrifugado de tubos de ensayo.

Una vez centrifugados los tubos, se extrajo el agua asentada en la parte baja de cada tubo por medio de una jeringa con una manguera, el agua extraída de todos los tubos se pasa a otro tubo y se mide el volumen de agua total, dando ésta un volumen de 29.6 cm^3 , a éste volumen se le resta el volumen contenido en las líneas de los difusores (1.44 cm^3) dando un volumen final de salmuera extraída del núcleo de 28.16 cm^3 , esta cantidad se divide entre el volumen poroso de la roca que es de 35.94 cm^3 obteniendo la saturación inicial de aceite, la cual fue de 78.35%. La saturación residual de salmuera en el núcleo es el complemento a 100%, dando como resultado 21.65%.

Posteriormente se saca la lámina de hule de entre la fractura y se procede a inyectar aceite una vez más por medio del cilindro de transferencia con el objetivo de saturar la fractura con aceite debido a que en presencia de la lámina de hule no se permitió la saturación de la fractura.

Una vez obtenida la saturación inicial de salmuera en el núcleo, se procede a inyectar por medio del cilindro de transferencia la salmuera con la que se va a desplazar el aceite del núcleo, se decide hacer la inyección de salmuera hacia el núcleo en forma vertical con un gasto de 50 ml/hr (previamente analizado para poder medir un diferencial de presión con el transductor de 100 psi), se comienza a inyectar la salmuera por la parte de abajo para evitar canalización de la misma dentro del núcleo por diferencia de densidades y se fijan tiempos de producción para cada tubo. Simultáneamente se hacen mediciones de diferencial de presión a cada 5 segundos (mínima resolución de tiempo del software para la medición de diferencial de presión), se hace la recolección de la producción en los tubos y dichos tubos se colocan en los portatubos previamente pesados y nivelados, se hace el centrifugado a las mismas condiciones que los tubos centrifugados anteriormente para poder hacer la medición de volúmenes producidos en cada tubo a sus respectivos tiempos.

Una vez medidos dichos volúmenes se grafican contra los volúmenes de poro. Los volúmenes de poro se obtienen de la relación de volumen inyectado (que se obtiene de multiplicar cada tiempo de producción por el gasto de inyección de labomba) con respecto al volumen de poro de la fractura que es de 1.4266 cm³.

El volumen de poro de la fractura, se obtuvo de la producción acumulada obtenida y corregida en el desplazamiento de aceite de este experimento (la corrección se hace para eliminar el conteo de volumen de aceite producido de las líneas de los difusores), la cual se obtuvo de la siguiente expresión:

$$V_{a_{corr}} = \frac{V_{a_n} * (V_{Ta} - V_m)}{V_{Ta}} \quad (6.1)$$

Donde:

$V_{a_{n_{corr}}}$: Volumen acumulado corregido a cada intervalo de tiempo [cm³].

V_{a_n} : Volumen acumulado a cada intervalo de tiempo [cm^3].

V_{Ta} : Volumen total acumulado [cm^3].

V_m : Volumen muerto en las líneas de los difusores [cm^3].

n : Intervalo de tiempo.

Posteriormente se registran los diferenciales de presión obtenidos para cada tiempo de producción y se grafica contra el volumen de poro obtenida anteriormente.

6.3 Segundo experimento (fractura sellada con hule).

Para este segundo experimento lo primero que se realizó fue introducir nuevamente la lámina de hule en la fractura para sellarla y poder así medir la permeabilidad de los fluidos en la matriz de la roca, la cual quedó con la misma saturación residual de salmuera que en el experimento anterior (21.65%). Cabe mencionar que para poder medir el diferencial de presión se necesitó colocar un transductor de 5000 psi en el difusor de entrada y otro de 100 psi en el difusor de salida, esto se debió a que se tuvieron pruebas fallidas de medición de diferencial de presión en la inyección de salmuera al núcleo debido a que se elevaba demasiado (4000 psi aproximadamente) y muy rápidamente el diferencial de presión y quedaba fuera del rango del transductor de 100 psi.

Una vez colocados dichos transductores y la lámina de hule, se procedió a inyectar la salmuera al núcleo de manera horizontal por medio del cilindro de transferencia a un gasto de 10 ml/hr (para evitar que la presión se disparara en gran magnitud y que se dañara el transductor de entrada) y se dejó producir aceite a ciertos incrementos de tiempo, recuperando dicha producción en tubos de ensayo y posteriormente se pesaron de igual manera que en primer experimento para poder centrifugarlos y de esta manera poder medir los volúmenes producidos de aceite.

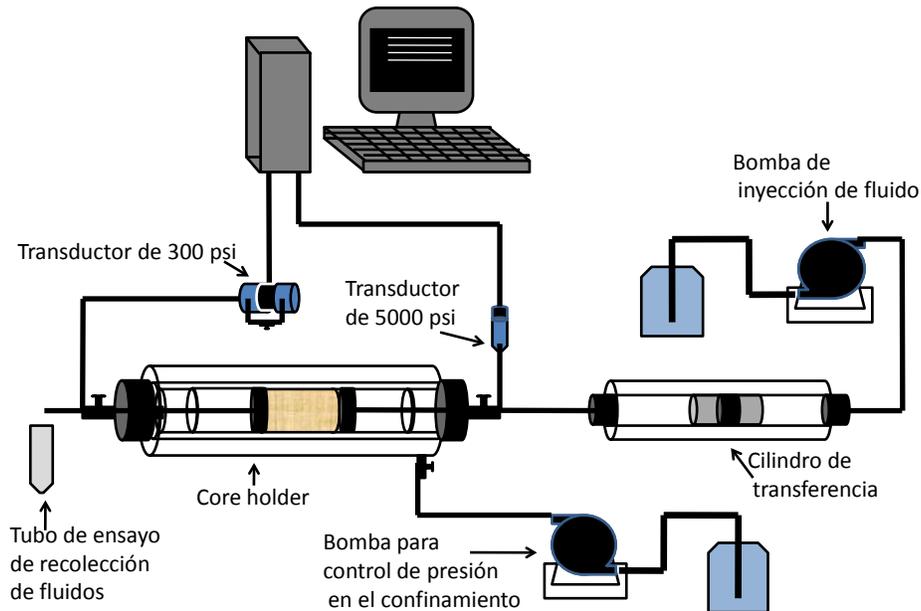


Figura 6.3. Esquema de medición de diferencial de presión con los transductores en la entrada y la salida durante la inyección de salmuera.

Al final se registraron los datos tanto de producción de aceite acumulados y de diferencial de presión a los mismos tiempos para poder graficarlos contra el volumen de poro, donde se aplicó el mismo procedimiento que para el primer experimento, a diferencia que para esta prueba el volumen de poro fue el de la matriz del núcleo, con un volumen de 35.94 cm^3 (volumen con el que se saturó el núcleo para obtener su volumen poroso).

6.4 Tercer experimento (fractura sellada con gel).

Para este tercer experimento se inició desfogando la presión de confinamiento para poder sacar el núcleo del *core holder* y meterlo a un aparato de destilación SOXHLET, con cloroformo. En este sistema se intenta retirar la mayor cantidad de aceite del volumen poroso del núcleo que quedó después de haber efectuado el segundo experimento, debido a que se considera que el volumen de aceite

producido se canalizó por ciertas zonas, además de que se añejó el aceite en el núcleo en un intervalo de tiempo considerable por lo que se intentará para éste experimento limpiar el núcleo y dejarlo a las mismas condiciones iniciales que se tenían para el primer y segundo experimento, esto para fines comparativos entre los tres experimentos. Para lograr esto es necesario limpiarlo con los mismos solventes para no alterar las propiedades que se tenían antes de la primera prueba, por lo que se procede a inyectar tolueno, metanol y acetona en las mismas cantidades que se utilizaron en el procedimiento de limpieza antes mencionado.



Figura 6.4. Sistema soxhlet con cloroformo para limpieza del núcleo.

Una vez limpio y seco el núcleo, se le aplica la presión de confinamiento y enseguida la presión de vacío para iniciar la saturación con salmuera, una vez

saturado el núcleo con salmuera mediante el cilindro de transferencia, se prosigue a lavar el cilindro de transferencia y se le introduce aceite muerto para inyectárselo al núcleo y dejarlo a la saturación residual de agua. Se comienza a inyectar el aceite, se recuperan los fluidos en los tubos de ensayo y se pesan para poder nivelarlos en la centrifuga, una vez dejados en la centrifuga por dos horas a las condiciones de 40°C y 2000 rpm, se mide la producción de salmuera y se determina que la saturación residual de salmuera es un poco menor que la que se tuvo para los dos experimentos anteriores, por lo que se procedió a enrollarle la cinta de calentamiento al *core holder* con el controlador de temperatura a 60 °C para dejar el núcleo a las mismas condiciones de saturación residual que en las dos pruebas anteriores.

Una vez que se consiguió recuperar la cantidad de salmuera que estaba de más respecto a los dos experimentos anteriores, se prosiguió a quitar la presión de confinamiento y sacar el núcleo para implantar el gel en la fractura, dicha implementación se hizo de forma manual mediante una jeringa y distribuyéndolo de la manera más homogénea posible a lo largo de la fractura en las dos medias cañas, ya implantado el gel se unieron las dos medias cañas y se le colocaron unas cintas de plástico termo-ajustable alrededor de las caras curvas del núcleo para evitar que se desalinearan las cañas, posteriormente si retiró el exceso de gel en las caras externas del núcleo provocado por la presión que generaron las cintas de plástico termo-ajustable, cuidando no retirar gel en la zona de la fractura.



Figura 6.5. Implantación manual del gel al núcleo en la zona de fractura.



Figura 6.6. Gel implantado en la fractura del núcleo y confinado con tiras de plástico termoadherible.



Figura 6.7. Núcleo a las condiciones del experimento.

El siguiente paso fue introducir el núcleo en el *core holder*, aplicarle presión de confinamiento y posteriormente se comenzó a inyectar la salmuera al núcleo mediante el cilindro de transferencia a un gasto de 10 ml/hr (previamente justificado en el experimento anterior).

Lo siguiente fue recuperar volúmenes de aceite a ciertos tiempos en tubos de ensayo y se pesaron para poder nivelarlos en la centrifuga, una vez que se separaron las fases en los tubos de ensayo, se midieron las producciones de aceite y se registraron como volumen producido acumulado, junto con la columna de diferencial de presión a los mismos tiempos de producción, con lo que se

graficaron ambas columnas contra la columna de volumen de poro, la cual ahora tomaba en cuenta todo el volumen de poros del sistema (volumen de poro de fractura mas volumen de poro de la matriz) el cual es de 37.366 cm^3 .

Cabe mencionar que los tres experimentos fueron realizados con el método de flujo estacionario, el cual consiste en desplazar el fluido que hace la saturación inicial en el núcleo a un gasto de inyección constante, dejando así a cada lapso de tiempo una saturación de fluido desplazado menor y aumentando en la misma proporción el fluido inyectado.

Capítulo 7. Interpretación y Análisis de Resultados.

7.1 Introducción.

Este capítulo contiene los resultados obtenidos en cada uno de los tres experimentos realizados y la interpretación de cada uno de los datos recopilados tanto de producción de aceite como del diferencial de presión registrados a cada cierto volumen de poro inyectado de cada sistema poroso.

7.2 Primer experimento (fractura abierta).

Lo que se puede observar e interpretar de las gráficas de producción de aceite acumulada y diferencial de presión vs. volumen de poro de la fractura es lo siguiente:

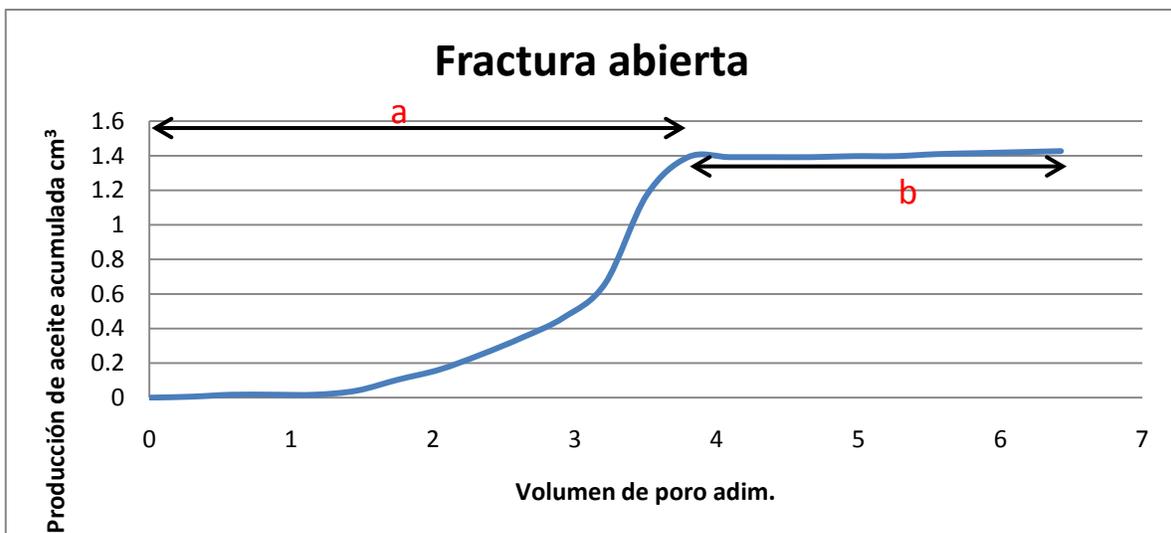


Figura 7.1. Gráfica de producción de aceite acumulada vs. volumen de poro para la fractura abierta.

- En el intervalo "a" de la gráfica anterior, se puede observar que se requiere un volumen de inyección aproximado de un volumen de poro de la fractura

para comenzar a producir aceite, inmediatamente de la mínima producción de aceite se comienza a tener una recuperación rápida del volumen de aceite en la fractura, hasta que ese alcanza un volumen de aceite máximo recuperado después de haber inyectado un volumen de 4 veces el volumen de poro de fractura (límite del intervalo "a").

- Una vez que se cumple un volumen de inyección de 4 veces el volumen de poro de fractura (principio del intervalo "b"), inmediatamente deja de haber producción de aceite durante un intervalo grande de volumen de poro inyectado, salvo muy ligeras manifestaciones de aceite producido que se puede interpretar como que es una pequeña parte del aceite encontrado en las vecindades muy próximas a la fractura, que por incremento de presión durante la inyección pudo haber sido arrastrado hacia la fractura para poder producirse.

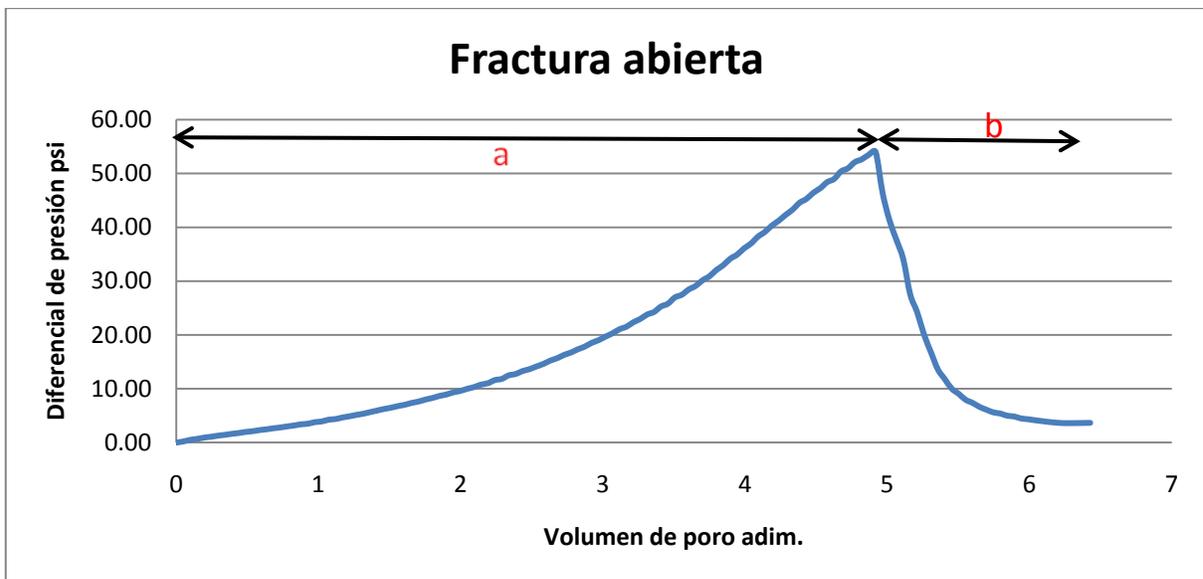


Figura 7.2. Gráfica de diferencial de presión vs. volumen de poro para la fractura abierta.

- De la gráfica de diferencial de presión contra volumen de poro se observa que el diferencial de presión inmediatamente de que se procede a inyectar,

comienza a elevarse hasta llegar al punto del extremo final del intervalo “a”, donde alcanza su máximo valor a un volumen de poro inyectado de 5 veces el volumen de la fractura.

- Inmediatamente después de que alcanzó el valor máximo de diferencial de presión (principio del intervalo “b”, se observa una caída del diferencial de presión muy grande, hasta donde se estabiliza por un largo lapso de tiempo en un valor muy cercano a cero.

- Relacionando ambas gráficas , se puede ver que a pesar de que a un volumen de inyección de aproximadamente cuatro veces el volumen de fractura, que es donde se deja de producir aceite, sigue habiendo un incremento en el diferencial de presión hasta un volumen de inyección de 5 veces el volumen de poro de la fractura, lo cual puede decirse que se debe a que aunque ya no hay una producción de aceite, si puede existir un reacomodo de éste a lo largo del núcleo, producto del incremento en la presión, sin embargo no hay suficiente presión como para hacer que se produzca dicho aceite que se reacomodó.

- Se puede observar que al finalizar la producción de aceite hay una caída en la diferencial de presión, debido a que un fluido altamente viscoso es sustituido por uno de viscosidad mucho menor. Lo anterior genera que la salmuera sea producida fácilmente.

- Debido a que este experimento se realizó verticalmente, se analizó la influencia de la presión hidrostática, resultando esta despreciable por lo que no se toma en cuenta en este estudio.

7.3 Segundo experimento (fractura sellada con hule).

Lo que se puede observar e interpretar de las gráficas de producción de aceite acumulada y diferencial de presión vs. volumen de poro de la matriz, es lo siguiente:

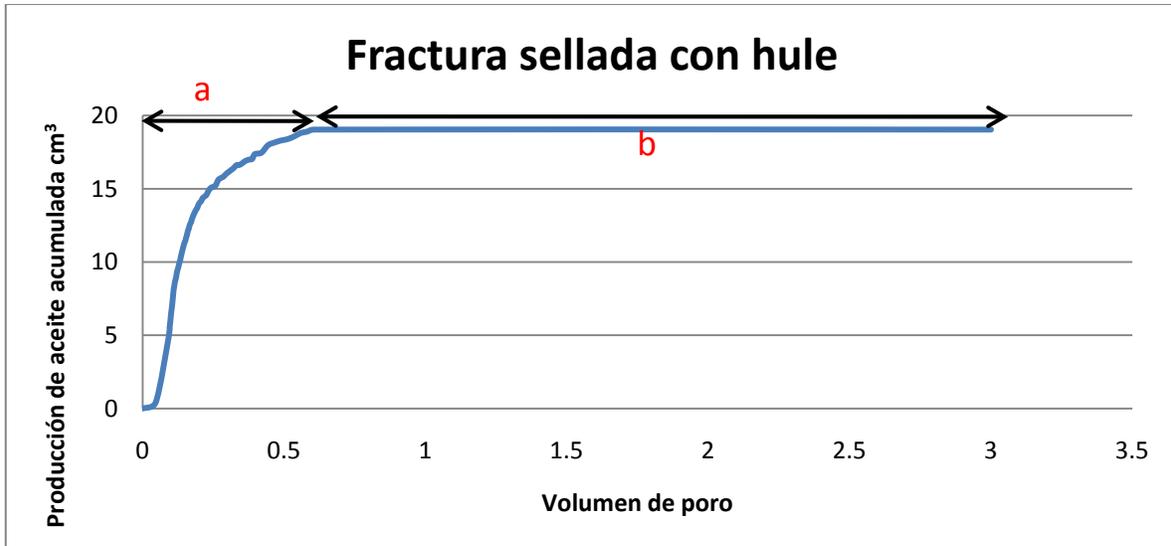


Figura 7.3. Gráfica de producción de aceite vs. volumen de poro para la fractura sellada con hule.

- En la gráfica de producción acumulada de aceite vs. volumen de poro inyectado acumulado de la matriz se puede ver que hay una recuperación alta (aproximadamente 68% del volumen de aceite original), respecto al volumen de saturación inicial de aceite (intervalo “a”) y en un intervalo de inyección corto.
- Por otro lado, se puede ver que aunque se continuó inyectando salmuera durante un intervalo largo de tiempo para desplazar más aceite, no fue posible y se obtuvo solamente producción de la salmuera inyectada (intervalo “b”).

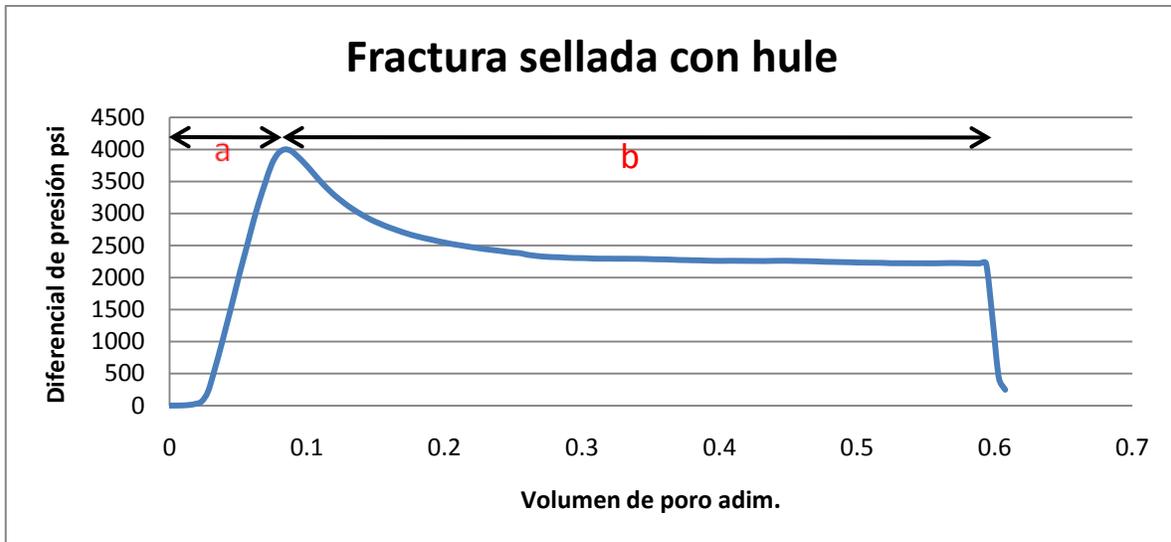


Figura 7.4. Gráfica de diferencial de presión vs. volumen de poro para la fractura sellada con hule.

- De la gráfica de diferencial de presión vs. volumen de poro inyectado acumulado de la matriz, puede observarse que casi inmediatamente se incrementa la magnitud de la diferencial de presión hasta valores muy altos, esto se puede interpretar como que debido a la alta viscosidad del aceite y los canales tan estrechos que se tienen en la matriz, es necesaria una presión muy alta para hacer fluir el aceite por dichos canales (intervalo “a”).
- Una vez que se comienza a producir el aceite de los canales que forma la salmuera inyectada dentro de la matriz, cae la presión considerablemente debido a que se empiezan a producir volúmenes de salmuera inyectada por dichos canales, aunque no es una producción de salmuera lo suficientemente grande respecto al volumen inyectado como para que el diferencial de presión caiga de manera total, por lo que se llega a un valor de diferencial de presión todavía alto y se mantiene estabilizado (2300 psi aproximadamente).
- Relacionando ambas gráficas se puede decir que el diferencial de presión cae abruptamente y con una pendiente muy elevada, llegando a valores

muy cercanos a cero prácticamente enseguida de que se deja de producir aceite, esto es porque la salmuera ya canalizada por el núcleo prácticamente no deja que se acumule presión dentro del sistema de la matriz y de este modo se produzca la salmuera inyectada.

7.4 Tercer experimento (fractura sellada con gel).

Lo que se puede observar e interpretar de las gráficas de producción de aceite acumulada y diferencial de presión vs. volumen de poro de todo el núcleo (volumen de poro de matriz y de fractura), es lo siguiente:

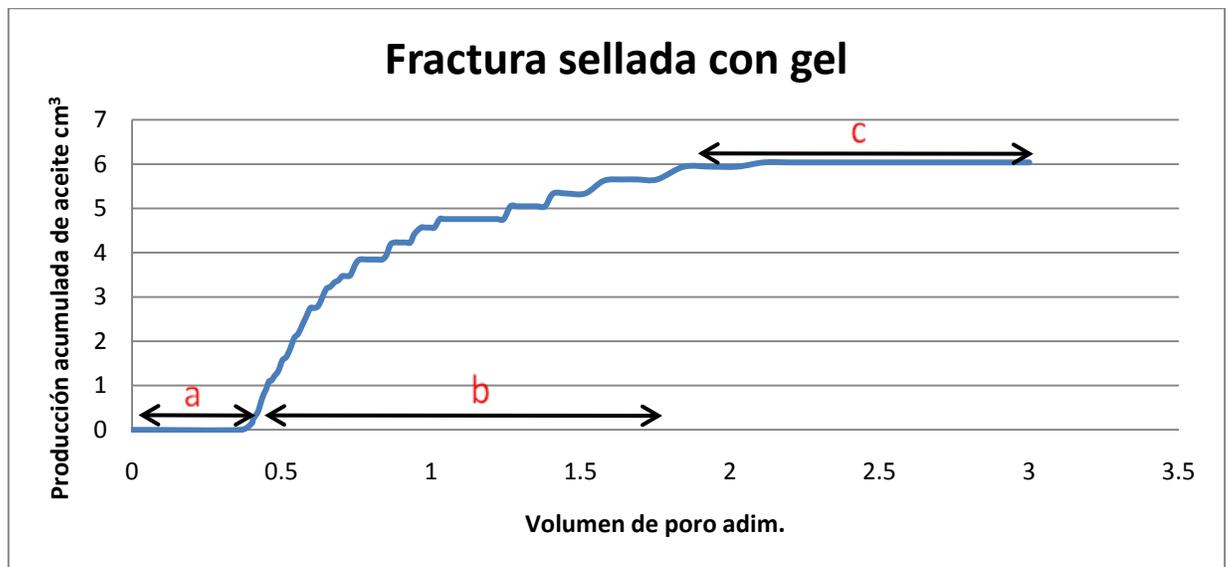


Figura 7.5. Gráfica de producción de aceite vs. volumen de poro para la fractura sellada con gel.

- Se puede observar en la gráfica 7.5 que se requiere cierto volumen de poro antes de poder comenzar a producir aceite (intervalo "a"), haciendo un balance de masa se observa que hay un volumen de aproximadamente 13 cm^3 de salmuera inyectada (que se obtiene multiplicando el volumen poroso por el volumen de poro inyectado) sin

observar producción alguna de fluidos, lo anterior se debe a algunos factores como: a) Falta de aceite en las líneas de los difusores, debido a que por el método de implantación del gel se tuvo que sacar el núcleo del sistema, quedando vacías las líneas de los difusores, b) La invasión de aire, que por su alta compresibilidad requiere cierto volumen para desplazarlo y comprimirlo a través de los poros del núcleo y, c) Una pequeña fuga en la válvula *check* o en los empaques de la bomba a consecuencia de la alta contrapresión, lo que provoca que la bomba no inyecte el volumen a la que está programada, siendo éste menor.

- Para el intervalo “b” se tiene la producción que en un principio comienza a ser alta y empieza a declinar conforme va disminuyendo el volumen de aceite en el núcleo y se inicia una canalización de agua.

- Por último se llega al intervalo “c” donde se ve que únicamente se tiene producción de agua, dejando bancos de aceite entre los canales de agua que ya no se pueden desplazar mediante éste mecanismo de inyección de salmuera.

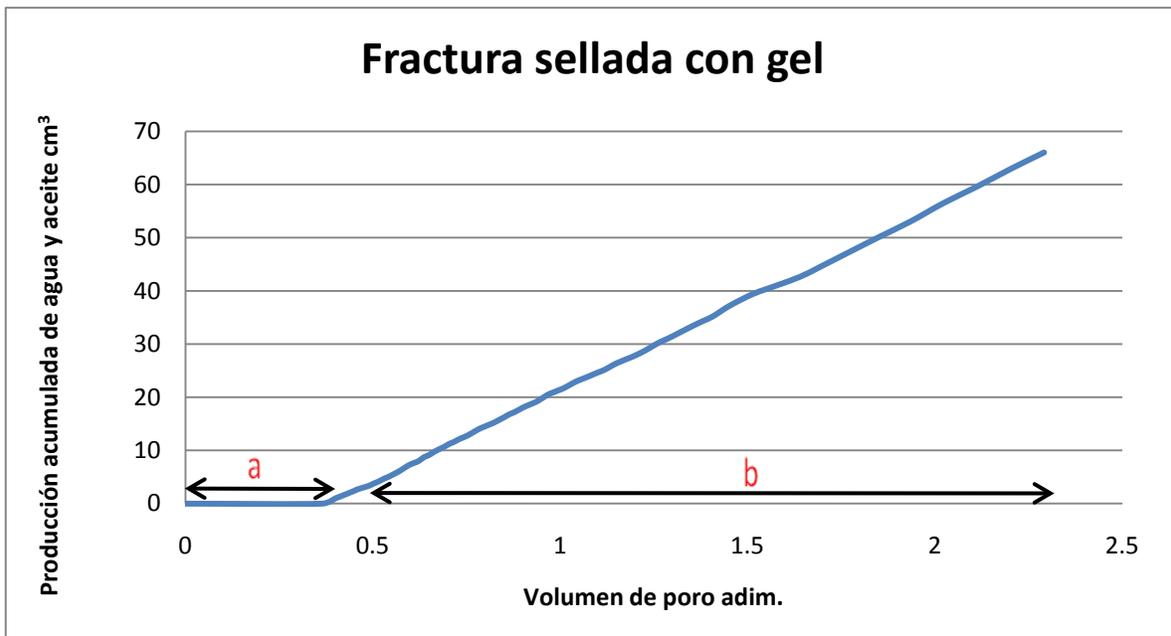


Figura 7.6. Gráfica de producción de aceite y agua vs. volumen de poro para la fractura sellada con gel.

- En la gráfica anterior de presión acumulada de aceite y agua vs. el volumen de poro de todo el sistema, se observa que inmediatamente a partir de 0.36 volúmenes de poro (13 cm^3) inyectados se comienza a tener un comportamiento de flujo estacionario.
- Para efectos de conclusión del experimento, en adelante se considerará que el experimento inicia una vez que se establece un régimen de flujo constante, recorriendo así el cero hasta el volumen de poro donde se comienza a tener el comportamiento de flujo que es el de interés.

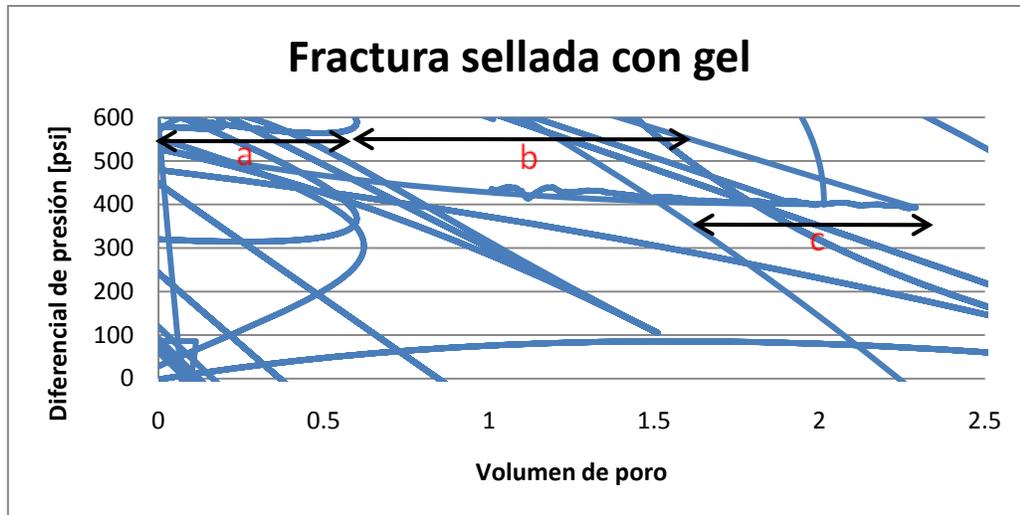


Figura 7.7. Gráfica de diferencial de presión vs. volumen de poro para la fractura sellada con gel.

- En la gráfica de diferencial de presión puede observarse que inmediatamente enseguida de que se inicia la inyección de salmuera comienza a elevarse el diferencial de presión, hasta llegar a un punto de magnitud máximo, que es el instante previo a la producción de de aceite (intervalo "a").
- En el instante posterior a la producción de aceite, comienza a disminuir el diferencial de presión de manera discreta, esto ocurre porque parte del volumen inyectado de salmuera empieza a irse tanto por canales formados dentro de la matriz (intervalo "b") como por la fractura, sin embargo llega a un punto donde se estabiliza la diferencial de presión pero a un valor alto con respecto al máximo alcanzado durante la prueba, debido a que no hay suficientes canales para producir el mismo volumen que se inyecta (intervalo "c").

Capítulo 8. Conclusiones.

8.1 Introducción.

Este capítulo contiene las conclusiones de los experimentos, es decir, la comparación entre los datos obtenidos en el registro de producción de aceite y diferencial de presión a cada cierto volumen de poro de cada sistema poroso en cada uno de los tres experimentos realizados.

8.2 Conclusiones.

Para las conclusiones como se menciona en la introducción de este capítulo, se van a tomar en cuenta tanto la gráfica donde se comparan los volúmenes de aceite producidos acumulados y el diferencial de presión contra los volúmenes de poro respectivos a cada sistema en los tres experimentos realizados.

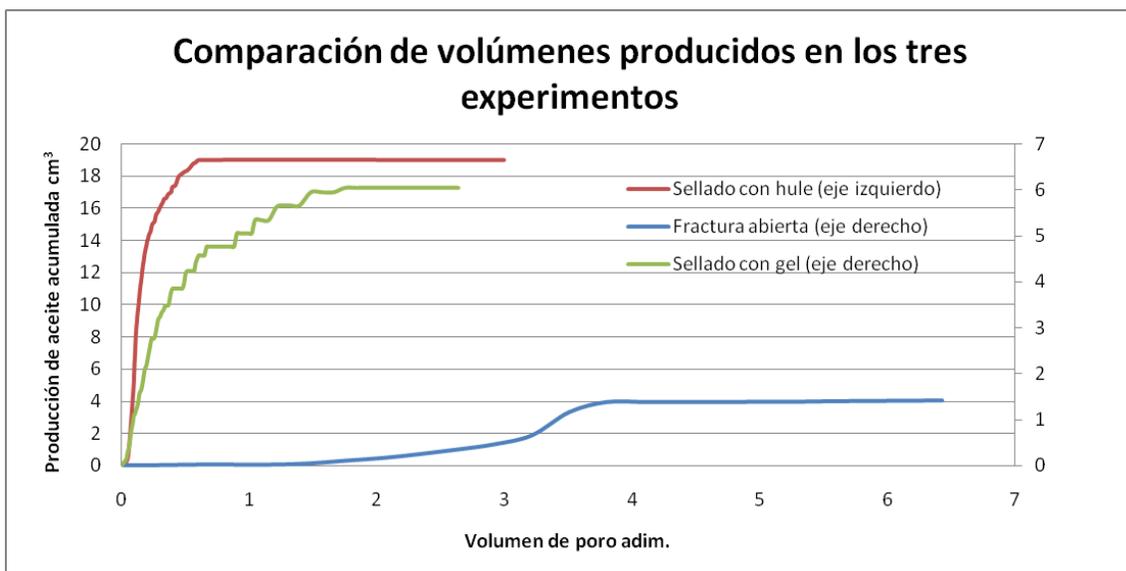


Figura 8.1. Comparación de los volúmenes de aceite producidos en los tres experimentos.

- En la gráfica de producción acumulada (fig. 8.1), se puede observar claramente que el volumen recuperado con fractura abierta es muy pequeño (5% aproximadamente del total del aceite contenido en el núcleo), para el caso del sello total de la fractura se puede ver que la recuperación de aceite total es de 68% aproximadamente y para el caso de la fractura sellada con gel se obtuvo una recuperación total de aceite de aproximadamente 21%.

- Analizando los porcentajes de producción anteriores se puede decir que el gel no actúa como “gel perfecto”, si así lo fuera se debería haber tenido la misma recuperación de aceite que con la fractura sellada con el hule, sin embargo el sello con gel si tiene un comportamiento similar al obtenido al hacer la prueba de desplazamiento con la fractura sellada con hule y por lo tanto se observa que al implementar el gel aumenta un 322% la recuperación de aceite en el núcleo respecto a cuándo se tiene la fractura abierta.

- De lo mencionado en el punto anterior, se dice que si se logra implementar de forma correcta el gel en las fracturas, reduciendo la permeabilidad de la roca; el agua u otros fluidos inyectados subsecuentemente al tratamiento del gel, desplazarán una buena cantidad del crudo que no pudo ser barrido antes de la implementación del gel, aumentando considerablemente la recuperación.

- Por otro lado, se puede decir que mientras más perfecto sea el gel, es decir, mientras haga un mejor sello en las fracturas, se requerirá un menor volumen poroso inyectado para obtener la recuperación total de aceite (aspecto que para aplicación de campo es muy importante), además de que la recuperación será aún mayor.

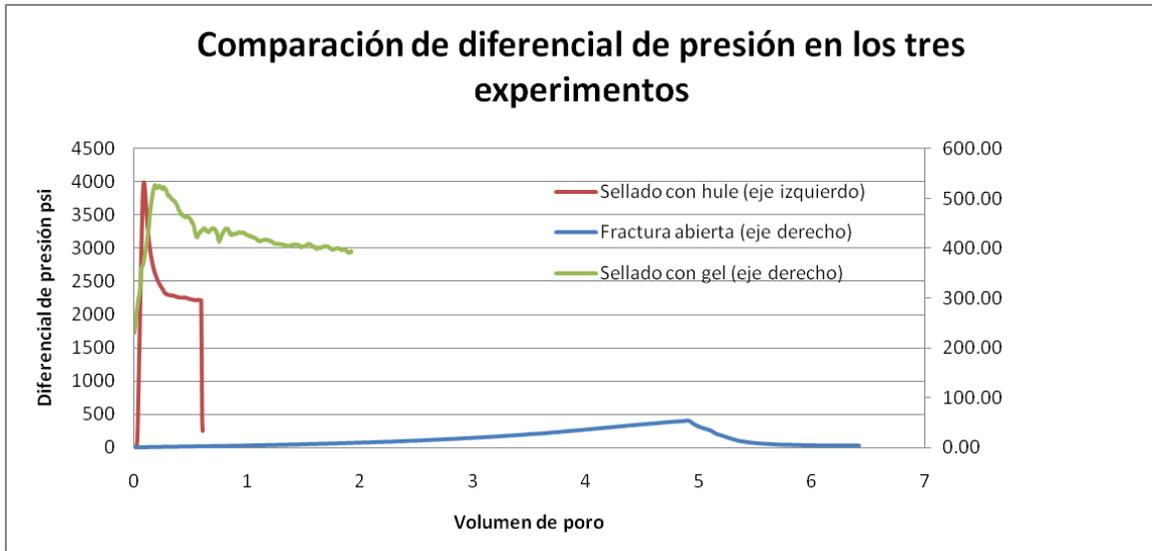


Figura 8.2. Comparación de los diferenciales de presión generados en los tres experimentos.

- En la gráfica de diferencial de presión vs. volumen de poro inyectado acumulado se observa que conforme va disminuyendo la porosidad dentro de un sistema poroso, se afecta considerablemente la permeabilidad relativa a los fluidos, en éste caso aumenta considerablemente la permeabilidad efectiva al aceite y disminuye la permeabilidad efectiva al agua, lo que provoca incrementos de diferencial de presión muy grandes en el sistema para poder desplazar el aceite y producirlo.
- También puede observarse que al aumentar demasiado la diferencial de presión se requiere un menor volumen de poro de inyección para desplazar los fluidos, lo que reduce los tiempos en la producción y los costos en los volúmenes de fluidos inyectados.

En resumen se tiene que:

- Las caídas de presión en sistemas fracturados son muy bajas comparadas con las que se tienen en medios no fracturados.

-
- Debido a las fracturas, la recuperación en la matriz por inyección forzada es muy baja.
 - El gel incrementó la recuperación significativamente cuando se compara con el sistema fracturado sin ser tratado.
 - Aunque el gel incrementó la recuperación, ésta sigue siendo baja si se compara con el sistema no fracturado.

Bibliografía

- Islas Castelán, María Rufina. *Conceptos básicos del comportamiento de yacimientos*. Tesis de licenciatura para obtener el título de Ingeniero Petrolero, México, UNAM, 2006.
- Becerra Zepeda, Mario.. *Comportamiento de Yacimientos. Apuntes de clase*. Facultad de Ingeniería U. N. A. M.
- P. M. Y, Nadia. *Apuntes de clase de comportamiento de yacimientos*. Tesis de Licenciatura para obtener el título de Ingeniero Petrolero, UNAM, México.
- <http://www.bereasandstonecores.com/>
- <http://industria-petrolera.blogspot.com/2008/11/yacimientos-naturalmente-fracturados.html>

Referencias

1. Needham R.B. y Threlkeld C.B., “**Control of Water Mobility Using Polymer and Multivalent Cations**”, paper SPE 4747. Improved oil recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. 1974.
2. M.Z. Southard y D. W. Green., “**Kinetics of Cromium VI I Thiurea Reaction in the Presence of Poliacylamide**”, paper SPE/DOE 12715. Tulsa, Oklahoma. 1984.

3. G.P. Wilhite y R. Parmeswar., **“A Study of the Reduction of Permeability in Berea Sandstone Using the Aluminium Citrate”**, paper SPE 13582. International Symposium on oil and Geothermal Chemistry, Phoenix. 1985.
4. Krumrine, P .H., **“Profile Modification and Water Control With Silica Gel Based System”**, paper SPE 13578. 1986.
5. Dovan, H.T., **“Development of a New Aluminum/Polymer Gel System for Permeability Adjustment”**, paper SPE 12641. Tulsa, Oklahoma. 1987.
6. Sydansk, R. D., **“A New Conformance-Improvement Treatment Chromium (III) Gel Technology”**, paper SPE/DOE 17329, Symposium EOR, Tulsa, Oklahoma, 1988.
7. Sydansk, R.D., **“Field Testing of a New Conformance-Improvement Treatment Chromium (III) Gel Technology”**, paper SPE/DOE 17383, Symposium EOR, Tulsa. Oklahoma, 1988.
8. Sydansk, R.D., **“A Newly Development Chromium (III) Gel Technology”**, paper SPERE, August 1990, pp. 346-352.
9. J.Kolnes y A Stavland., **“The Effect of Temperature on the Gelation Time of Xanthan/Cr(III) Systems”**, paper SPE 21001, International Symposium on Oilfield Chemistry, Anaheim, Cal. February, 1991.
10. N.Kohler y Zaitoun., **“Polymer Treatment for Water Control in High Temperature Production Wells”**, paper SPE2100, International Symposium on Oilfield Chemistry", Anaheim, Cal. February, 1991.
11. R.S. Seright y F.D. Martin., **“Impact of Gelation pH, Rock Permeability, and Lithology on the Performance of a Monomer-Based Gel”**, paper 20999. International Symposium on Oilfield Chemistry, Anaheim, Cal. February, 1991.
12. T.P. Lockhart y P. Albonico., **“A New Gelation Technology for In-Depth Placement of Cr⁺³/Polymer Gels in High Temperature Reservoirs”**, paper 24194. Symposium EOR, Tulsa, Oklahoma, 1992.

13. T.P. Lockhart y P. Albonico., “**Divalent Ion-Resistent Polymer Gels for High Temperature Applications: Synerisis Inhibiting Additives**”, paper 25220. International Symposium on Oilfield Chemistry, New Orleans, L.A. March, 1993.
14. T.P. Lockhart y P., Albonico., “**Effeetive Gelation-Delaying Additives for Cr+³ /Polymer Gels**”, paper 25221. International Symposium on Oilfield Chemistry, New Orleans, L.A. March. 1993.
15. R.S. Seright, J.Liang y H.Sun., “**Why Do Gels Reduce Water Permeability More Than Oil Permeability**”, paper, SPE/DOE 27829, Nineth Symposium Improved Oil Recovery Tulsa, Oklahoma. 1994.
16. R.S. Seright., “**Gel Placement in Fractured Systems**”, paper, SPE/DOE 27740, Nineth Symposium Improved Oil Recovery Tulsa,Oklahoma. 1994.
17. R.S. Seright, y J.Liang., “**A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water Shutoff**”, paper SPE 26991, Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, April 1994.
18. J.Kolnes y A. Stavland., “**Critical Parameters for Deep Emplacement of Gels**”, First Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Control Water and Gas Shut off, Houston, Texas, August 1995.
19. K.S. Chan., “**Water Control Diagnostic Plots**”, paper SPE 30775, Annual Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1995.
20. R.S. Seright., “**Use of Prefomed Gels for Conformance in Fractured Systems**”, paper SPE/DOE 35351, Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 1996.
21. RD. Hutchins y H.T. Dovan., “**Field Aplications of High Temperature Organic Gels for Water Control**”, paper SPE/DOE 35444, Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 1996.

-
22. G. Chauveteau, A.Omari, R. Tabary, M. Renard, y J. Rose., **“Controlling Gelation Time and Microgel Size for Water Shutoff”**, paper SPE/DOE 59317, Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 2000.
23. Y. Zhuang, Zhengzhou U, S.N. Pandey, C.S. McCool, y G.P. Willhite., **“Permeability Modification With Sulfomethylated Resorcinol-Formaldehyde Gel System”**, paper SPE 66045, July 2000.
24. Jin Liu, y R.S. Seright., **“Rheology of Gels Used for Conformance Control in Fractures”**, paper SPE 70810, December 2000.
25. Yu-shu Wu y Baojun Bai., **“Modeling Particle Gel Propagation in Porous Media”**, paper SPE 115678, Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, September 2008.