



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES -  
YACIMIENTOS

“DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN A NIVEL DE LABORATORIO DE UNA  
METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DEL MECANISMO ÓPTIMO DE  
PRODUCCIÓN EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS EN  
YACIMIENTOS CARBONATADOS”

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
LUCIANO DANIEL PÉREZ AGUILAR

TUTOR PRINCIPAL  
Dr. SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA, EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE  
RECURSOS NATURALES - YACIMIENTOS

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. ENERO 2020



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

A la Universidad Nacional Autónoma de México nuestra máxima casa de estudios, por abrirme sus puertas y todo el apoyo brindado en mis estudios profesionales. A la Facultad de Ingeniería por haberme enseñado tanto.

Al proyecto SENER-CONACYT No.185183 por permitirme ser parte de esta investigación. A la *Unidad de Servicios para la Industria Petrolera* y a mis compañeros, Rodrigo Galicia Pérez, Gerardo Mena Hernández, Luis Enrique Días Paulino, Gloria Vásquez Cevallos, Luis Alberto Angulo Pérez, María Griselda Martínez, Luis Cervantes, Fernando Silverio y todos los profesionales que en ella colaboran por haberme apoyado.

Al Dr. Simón López Ramírez, por su confianza, observaciones, guía y enseñanzas que me permitieron desarrollar este trabajo.

---

## ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS .....	VI
LISTA DE TABLAS .....	VIII
RESUMEN .....	X
OBJETIVO .....	XII
<b>I. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>II. CONTEXTO .....</b>	<b>2</b>
II.1 DEMANDA DE ENERGÍA EN EL MUNDO. ....	2
II.2 PANORAMA DE LOS PROCESOS DE RM EN EL MUNDO. ....	5
<b>III. MECANISMOS QUE GOBIERNAN EL FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROS.....</b>	<b>6</b>
III.1 <i>MOJABILIDAD</i> .....	7
III.1.1 Medición de la Mojabilidad .....	8
III.1.1.1 Ángulo de Contacto .....	8
III.1.1.2 Método de <i>Amott</i> .....	8
III.1.1.3 Método <i>USBM</i> .....	10
III.1.2 Procesos de mojabilidad en carbonatos .....	12
III.2 PRESIÓN CAPILAR .....	14
III.2.1 Procesos de Drene e Imbibición.....	18
III.3 PERMEABILIDAD .....	20
III.3.1 Permeabilidad Absoluta .....	20
III.3.2 Tipos de permeabilidad.....	22
III.3.3 Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas .....	23
III.4 TENSIÓN INTERFACIAL .....	25
III.4.1 Número Capilar .....	26
III.4.2 Número de Bond .....	28
III.4.3 Número total de entrampamiento.....	29
III.5 MOVILIDAD Y RELACIÓN DE MOVILIDADES .....	30
III.6 HETEROGENEIDAD .....	32
III.6.1 Clasificación Geológica.....	34

III.6.2	Clasificación de porosidad .....	34
III.6.2.1	Porosidad íntergranular .....	35
III.6.2.3	Porosidad de vgulos .....	36
III.6.2.4	Porosidad de fractura .....	36
III.6.3	Capacidad de almacenamiento .....	37
<b>IV.</b>	<b>METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DEL MECANISMO ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN .....</b>	<b>38</b>
<b>V.</b>	<b>RESULTADOS EXPERIMENTALES.....</b>	<b>43</b>
V.1	CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA ( <i>CALIZA INDIANA</i> ) .....	44
	Nota: La porosidad se mide por tres métodos (Balance de masa, Inyección de Agua e Inyección de Nitrógeno), los cuales son aproximados, sin embargo hay un porcentaje de error promedio entre los métodos de 3.1 %. Las metodologías para medir la porosidad se encuentran en la sección V.1.1 Metodología experimental para medir porosidad. Para realizar los cálculos se tomaron los datos de porosidad con agua.....	48
V.1.1	Metodología experimental para medir porosidad .....	49
V.1.1.1	Inyección de Nitrógeno .....	50
V.1.1.2	Inyección de Agua .....	51
V.1.1.3	Balance de masa .....	51
V.1.2	Metodología experimental para medir permeabilidad .....	51
V.2	CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS.....	52
V.2.1	Caracterización del petróleo.....	53
V.2.1.1	Densidad y Viscosidad .....	53
V.2.1.2	Análisis SARA .....	53
V.2.1.3	Análisis elemental .....	53
V.2.2	Caracterización del agua de formación .....	54
V.3	METODOLOGÍA DE EXPERIMENTACIÓN (PRESIÓN CAPILAR) .....	56
V.3.1	Modelo matemático de la presión capilar .....	56
V.3.2	Metodología para el diseño del tiempo del experimento .....	59
V.3.3	Resultados experimentales de presión capilar .....	61
V.3.3.1	Primera fase, etapa "1a" (Alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua) .....	62
V.3.3.1.1	Drene .....	63
V.3.3.1.2	Imbibición .....	64
V.3.3.2	Primera fase, etapa "1b" (Alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo) .....	66
V.3.3.2.1	Drene .....	66
V.3.3.2.2	Imbibición .....	68
V.3.3.3	Primera fase, etapa "c" (Alta tensión interfacial y mojabilidad restaurada hacia el agua) .....	69
V.3.3.3.1	Drene .....	70
V.3.3.3.2	Imbibición .....	71
V.3.3.4	Segunda fase, etapa "2a" (Baja tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua).....	73
V.3.3.4.1	Drene .....	73
V.3.3.4.2	Imbibición .....	74
V.3.3.5	Segunda fase, etapa "2b" (Baja tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo).....	75
V.3.3.5.1	Drene .....	76
V.3.3.5.2	Imbibición .....	77
V.3.3.6	Segunda fase, etapa "2c" (Baja tensión interfacial y mojabilidad restaurada hacia el agua).....	78
V.3.3.6.1	Drene .....	78
V.3.3.6.2	Imbibición .....	79
<b>VI.</b>	<b>DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>79</b>

---

VI.1 PRIMERA FASE, ETAPA "1A" (ALTA TENSION INTERFACIAL Y MOJABILIDAD HACIA EL AGUA) .....	79
VI.2 PRIMERA FASE, ETAPA "1B" (ALTA TENSION INTERFACIAL Y MOJABILIDAD HACIA EL PETROLEO).....	83
VI.3 PRIMERA FASE, ETAPA "1C" (ALTA TENSION INTERFACIAL Y MOJABILIDAD RESTAURADA HACIA EL AGUA).....	86
VI.4 SEGUNDA FASE, ETAPA "2A" (BAJA TENSION INTERFACIAL Y MOJABILIDAD HACIA EL AGUA).....	89
VI.5 SEGUNDA FASE, ETAPA "2B" (TENSION INTERFACIAL BAJA Y MOJABILIDAD HACIA EL PETROLEO).....	92
VI.6 SEGUNDA FASE, ETAPA "2C" (TENSION INTERFACIAL BAJA Y MOJABILIDAD RESTAURADA HACIA EL AGUA).....	94
<b>VII CONCLUSIONES.....</b>	<b>95</b>
VII.1 CONCLUSIONES PARTICULARES.....	95
VII.2 CONCLUSIONES GENERALES.....	98
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>99</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura II.1 Crecimiento de la población mundial (1750-2019) y posterior pronóstico hasta 2100. <sup>40</sup>	2
Figura II.2 Histórico del Consumo de Energía Mundial (1990-2019). <sup>13</sup>	3
Figura II.3 Aporte Mundial de Energía (2018) por sector energético. <sup>13</sup>	4
Figura II.4 Histórico de producción por métodos de RM en USA al 2017 <sup>25, 26 y 32</sup>	6
Figura III.1 Mojabilidad de acuerdo al ángulo de contacto. <sup>37</sup>	8
Figura III.2 Esquema de las áreas del índice de Mojabilidad USBM.	11
Figura III.3 Carga superficial por polarización inducida.	13
Figura III.4 Esquema Carga superficial de la roca vs pH.	13
Figura III.5 Grafica del pKa Vs pH del Ácido Fórmico.	14
Figura III.6 Esquema de las fuerzas que actúan en un tubo capilar.	15
Figura III.7 Esquema de las fuerzas de tensión en un sistema agua-petróleo-sólido.	16
Figura III.8 Esquema del proceso de histéresis capilar.	17
Figura III.9 Esquema del proceso de drene en un medio poroso. <sup>50</sup>	18
Figura III.10 Esquema del proceso de imbibición en un medio poroso mojado por agua. <sup>50</sup>	19
Figura III.11 Esquema del experimento de Darcy.	21
Figura III.12 Curvas de permeabilidad relativa al agua y al petróleo para rocas mojadas por agua y por petróleo respectivamente. <sup>14</sup>	24
Figura III.13 Esquema de las fuerzas de cohesión molecular.	25
Figura III.14 Comportamiento de un ganglio de petróleo en un medio poroso con número capilar pequeño (fuerzas viscosas menores a las fuerzas capilares).	27
Figura III.15 Comportamiento de un ganglio de petróleo en un medio poroso con número capilar grande (fuerzas viscosas más grandes).	27
Figura III.16 Comportamiento de una gota de petróleo respecto al número de Bond y la mojabilidad. <sup>43</sup>	29
Figura III.17 Comportamiento de la saturación residual respecto a <b>N<sub>Ca</sub></b> ó <b>N<sub>T</sub></b> .	30
Figura III.18 Frente de desplazamiento para un proceso miscible con una relación de movilidad desfavorable. <sup>52</sup>	32
Figura III.19 Porosidad compleja en rocas carbonatadas.	33
Figura III.20 Porosidad intergranular.	36
Figura III.21 Porosidad vugulár en una muestra de roca carbonatada.	36
Figura III.22 Esquema de la porosidad por fracturas.	37
Figura IV.1 Equipo de medición de presiones capilares (CORETEST SYSTEMS Inc.).	43
Figura V.1 Diagrama del trabajo realizado.	44
Figura V.2 Diagrama del permeámetro.	45
Figura V.3 Permeámetro.	46
Figura V.4 Plano trasversal de la Caliza (Indiana).	47
Figura V.5 Plano horizontal de la Caliza (Indiana).	47
Figura V.6 Distribución de propiedades petrofísicas de las muestras utilizadas.	49
Figura V.6 Resultado Gráfico de Cationes.	55
Figura V.7 Resultado Gráfico de Aniones.	55
Figura V.8 Gráfico Stiff & Davis del agua de producción del campo PR.	56
Figura V.9 Representación gráfica de la saturación en el núcleo dado un valor de z.	58

<i>Figura V.10 Gráfica de los valores de <math>N_p</math> VS tiempo adimensional para diferentes valores de exponentes de Corey.</i>	61
<i>Figura VI.1 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M512 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua.</i>	80
<i>Figura VI.2 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M513 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua.</i>	81
<i>Figura VI.3 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M514 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua.</i>	81
<i>Figura VI.4 Esquema de la distribución de fluidos en un medio poroso con alta permeabilidad en un desplazamiento no miscible.</i>	82
<i>Figura VI.5 Esquema de distribución de fluidos en un medio poroso de baja permeabilidad en un desplazamiento no miscible.</i>	83
<i>Figura VI.6 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M512 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo.</i>	83
<i>Figura VI.7 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M513 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo.</i>	84
<i>Figura VI.8 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M514 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo.</i>	84
<i>Figura VI.9 Distribución de los fluidos en un medio mojable por petróleo a condiciones de agua irreductible.</i>	85
<i>Figura VI.10 Distribución de los fluidos en un medio mojable por petróleo a condiciones de petróleo residual.</i>	85
<i>Figura VI.11 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M512 para alta tensión interfacial y mojabilidad restaurada hacia el agua (<math>\text{Na}_2\text{SO}_4</math>).</i>	87
<i>Figura VI.12 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M513 para alta tensión interfacial y mojabilidad restaurada hacia el agua (<math>\text{Na}_2\text{SO}_4</math>).</i>	88
<i>Figura VI.13 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M514 para alta tensión interfacial y mojabilidad restaurada hacia el agua (<math>\text{Na}_2\text{SO}_4</math>).</i>	88
<i>Figura VI.14 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M517 para baja tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua.</i>	90
<i>Figura VI.15 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M518 para baja tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua.</i>	91
<i>Figura VI.16 Esquema de la capa límite de influencia de las fuerzas de mojabilidad cuando un tensoactivo disminuye la tensión interfacial a valores ultrabajos.</i>	92
<i>Figura VI.17 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M502 para tensión interfacial baja y mojabilidad hacia el petróleo.</i>	93
<i>Figura VI.18 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M503 para tensión interfacial baja y mojabilidad hacia el petróleo.</i>	93
<i>Figura VI.19 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M512 para tensión interfacial baja y mojabilidad hacia el petróleo.</i>	94
<i>Figura VII.1 Porcentaje de petróleo residual en cada fase experimental.</i>	95
<i>Figura VII.2 Porcentaje de petróleo recuperado en cada fase experimental.</i>	96
<i>Figura VII.3 Comparación del número capilar (<math>N_c</math>) con el número de Bond (<math>N_B</math>).</i>	97
<i>Figura VII.4 Número de entrapamiento vs saturación de petróleo residual (promedio).</i>	97

---

## LISTA DE TABLAS

Tabla II.1 Distribución de los yacimientos carbonatados por campo y su petróleo remanente. <sup>16</sup> .....	4
Tabla II.2 Registro de la producción de petróleo crudo por métodos de RM en USA. <sup>25, 26 y 32</sup> .....	5
Tabla III.1 Índice de Mojabilidad de Amott.....	10
Tabla III.2 Índice de Mojabilidad de USBM.....	12
Tabla IV.1 Resumen de la metodología de experimentación.....	41
Tabla IV.2 Propiedades de las rocas utilizadas.....	42
Tabla V.1 Características de la roca Caliza Indiana.....	46
Tabla V.2 Condiciones de caracterización petrofísica.....	48
Tabla V.3 Características particulares de cada muestra de roca.....	48
Tabla V.4 Características de los fluidos utilizados en la caracterización petrofísica.....	49
Tabla V.5 Valores de viscosidad y densidad [22 °C, 37.8 °C y $P_{atm}$ ].....	53
Tabla V.6 Resultados del análisis SARA.....	53
Tabla V.7 Resultados del análisis elemental.....	53
Tabla V.8 Resultados del análisis de salinidad.....	54
Tabla V.9 Resultados del análisis Stiff & Davis.....	54
Tabla V.10 Exponentes de Corey de acuerdo a la mojabilidad del medio.....	60
Tabla V.11 Presiones capilares y RPM a las cuales se sometieron las muestras M512, M513 y M514.....	62
Tabla V.12 Resultados del experimento de drene para la muestra M512 (Primera fase, etapa "1a").....	63
Tabla V.13 Resultados del experimento de drene para la muestra M513 (Primera fase, etapa "1a").....	63
Tabla V.14 Resultados del experimento de drene para la muestra M514 (Primera fase, etapa "1a").....	64
Tabla V.15 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M512.....	64
(Primera fase, etapa "1a").....	64
Tabla V.16 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M513.....	65
(Primera fase, etapa "1a").....	65
Tabla V.17 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M514.....	65
(Primera fase, etapa "1a").....	65
Tabla V.18 Resultados del experimento de drene para la muestra M512 (Primera fase, etapa "1b").....	66
Tabla V.19 Resultados del experimento de drene para la muestra M513 (Primera fase, etapa "1b").....	67
Tabla V.20 Resultados del experimento de drene para la muestra M514 (Primera fase, etapa "1b").....	67
Tabla V.21 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M512.....	68
(Primera fase, etapa "1b").....	68
Tabla V.22 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M513.....	68
(Primera fase, etapa "1b").....	68
Tabla V.23 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M514.....	69
(Primera fase, etapa "1b").....	69
Tabla V.24 Resultados del experimento de drene para la muestra M512 (Primera fase, etapa "1c").....	70
Tabla V.25 Resultados del experimento de drene para la muestra M513 (Primera fase, etapa "1c").....	70
Tabla V.26 Resultados del experimento de drene para la muestra M514 (Primera fase, etapa "1c").....	71
Tabla V.27 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M512.....	71

---

<i>(Primera fase, etapa "1c")</i> .....	71
<i>Tabla V.28 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M513</i> .....	72
<i>(Primera fase, etapa "1c")</i> .....	72
<i>Tabla V.29 Resultados del experimento de Imbibición para la muestra M514</i> .....	72
<i>(Primera fase, etapa "1c")</i> .....	72
<i>Tabla V.30 Resultados del experimento de drene para la muestra M517 (Segunda fase, etapa "2a")</i> . ....	73
<i>Tabla V.31 Resultados del experimento de drene para la muestra M518 (Segunda fase, etapa "2a")</i> . ....	74
<i>Tabla V.32 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M517</i> .....	74
<i>(Segunda fase, etapa "2a")</i> . ....	74
<i>Tabla V.33 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M518</i> .....	75
<i>(Segunda fase, etapa "2a")</i> . ....	75
<i>Tabla V.34 Resultados del experimento de drene para la muestra M502</i> .....	76
<i>(Segunda fase, etapa "2b")</i> . ....	76
<i>Tabla V.35 Resultados del experimento de drene para la muestra M503</i> .....	76
<i>(Segunda fase, etapa "2b")</i> . ....	76
<i>Tabla V.36 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M502</i> .....	77
<i>(Segunda fase, etapa "2b")</i> . ....	77
<i>Tabla V.37 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M503</i> .....	77
<i>(Segunda fase, etapa "2b")</i> . ....	77
<i>Tabla V.38 Resultados del experimento de drene para la muestra M512</i> .....	78
<i>(Segunda fase, etapa "2c")</i> .....	78
<i>Tabla V.39 Resultados del experimento de Imbibición para la muestra M12</i> .....	79
<i>(Segunda fase, etapa "2c")</i> .....	79



---

## RESUMEN

La inyección de químicos en procesos de recuperación mejorada de petróleo es una de las alternativas más compleja y, por lo tanto, tiene un mayor grado de incertidumbre, pero si la formulación del químico se diseña apropiadamente para favorecer el mecanismo de producción que más petróleo aporte, dadas las condiciones particulares de cada yacimiento, los métodos de recuperación con químicos pueden llegar a tener un alto potencial.

Generalmente, los proyectos de inyección de químicos se realizan en campos maduros de areniscas mojables al agua, donde se pretende recuperar el petróleo que no ha sido posible extraer por mecanismos naturales o secundarios, disminuyendo la TIF para lograr extraer los ganglios de petróleo que no pueden fluir y que se encuentran atrapados en los poros. Surge entonces la siguiente pregunta: ¿la disminución a ultra bajos valores de la TIF en yacimientos carbonatados tiene el mismo efecto sobre la disminución de petróleo residual?, pregunta que se analiza en este trabajo con la intención de responder, basado en experimentos de presión capilar.

El objetivo de los proyectos de inyección de químicos (tensoactivos) para la recuperación mejorada en yacimientos de petróleo; es la reducción de la tensión interfacial (TIF) a valores muy bajos y/o el cambio de mojabilidad del sistema petróleo/agua, para desbalancear las fuerzas (fuerzas capilares, fuerzas de flotación y fuerzas viscosas) que mantienen retenido al petróleo remanente, y de esta manera aumentar los factores de recuperación de petróleo de los yacimientos.

La imbibición espontánea es un mecanismo importante para la recuperación de petróleo de los bloques de matriz para rocas mojadas por agua (Siliciclásticas). Las fuerzas que impulsan los procesos de imbibición espontánea son principalmente las presiones capilares (en procesos dominado por capilaridad), estas fuerzas están en función de la mojabilidad de la roca, radio de garganta de poro y la tensión interfacial entre los fluidos (IFT); con base en estas variables, se determina la propensión de la roca para imbibir el fluido mojante en la matriz. En yacimientos carbonatados, generalmente la roca presenta mojabilidad intermedia o hacia el petróleo, en consecuencia, muy poco o nada del petróleo es expulsado por fuerzas capilares en los procesos de imbibición espontánea.

Para lograr que las rocas carbonatadas cambien su mojabilidad hacia el agua, es necesario remover los ácidos carboxílicos previamente adsorbidos en la superficie del mineral. Esto puede lograrse con algún tensoactivo o una solución de  $Na_2SO_4$ . De entre

---

otros métodos, esta reacción restaura paulatinamente la mojabilidad hacia el agua y provoca la imbibición espontánea.

Al parecer, la combinación ideal para un proceso de imbibición espontánea dominado por capilaridad que permita la mayor recuperación de petróleo, son una mojabilidad hacia el agua y una tensión alta. En los casos donde la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo es relativamente grande y existe una alta permeabilidad vertical, una TIF alta puede no ser el proceso que más producción aporte, en estos casos, una disminución de la tensión puede romper el balance de fuerzas, y las fuerzas de flotabilidad son las que dominan el proceso, haciendo que el petróleo sea expulsado por la parte superior del bloque de matriz debido al campo gravitacional. Para los procesos de imbibición forzada, igualmente como en el caso de imbibición espontánea con alta permeabilidad vertical, una alta TIF no es lo más recomendable, ya que esta impide que una vez rota la continuidad de la fase oleosa, se queden atrapadas grandes ganglios que no pueden pasar a través de las gargantas de poros más pequeñas; dado que los procesos de desaturación de petróleo consisten en imbibición espontánea e imbibición forzada, es necesaria una evaluación del mecanismo de recuperación mejorada con químicos que presente mejores resultados en todo el proceso de desaturación, para un sistema roca-fluidos en particular.

En este trabajo, para evaluar estos postulados, en una primera etapa se asegura que las rocas sean mojables al petróleo por medio del añejamiento de las muestras en petróleo, y se realizó una serie de experimentos de presión capilar donde se cambia una variable a la vez (1.- TIF alta y mojabilidad al agua, 2.- TIF alta y mojabilidad al petróleo, 3.- TIF baja y mojabilidad al agua y 4.- TIF baja y mojabilidad al petróleo); los productos químicos utilizados incluyen, un reductor de tensión interfacial a ultra bajos valores y un modificador de mojabilidad para desorber los ácidos carboxílicos de la superficie de la roca (disolución de  $Na_2SO_4$ ).

Se presentan resultados experimentales de curvas de presión capilar de muestras de roca caliza (Indiana Limestone) que muestran el efecto de cada variables (mojabilidad y TIF) en los volúmenes de petróleo expulsados en imbibición espontánea y forzada, con estos resultados de presión capilar se realiza un análisis del balance de las fuerzas (capilares, viscosas y de flotación) para cada etapa experimental y el efecto que tienen en las saturaciones de fluidos finales. Cabe mencionar que el mecanismo óptimo dependerá de las características del yacimiento en particular.

---

## OBJETIVO

Desarrollar e implementar a nivel de laboratorio, una metodología experimental para la selección del mecanismo óptima de producción de petróleo en procesos de recuperación mejorada por inyección de químicos en yacimientos carbonatados,

### Objetivos particulares

- Asegurar; a través del añejamiento, la restauración de la mojabilidad hacia el petróleo de las muestras de rocas analizadas.
- Seleccionar los productos químicos a evaluar: modificador de mojabilidad y el reductor de tensiones a ultrabajo valores.
- Evaluar a través de experimentos de imbibición espontánea el efecto de los productos químicos seleccionados, sobre la saturación de petróleo.
- Evaluar a través de las curvas de imbibición forzada del experimento de presión capilar, el efecto de los productos químicos seleccionados, sobre la saturación de petróleo residual.

---

## I. INTRODUCCIÓN

La inyección de productos químicos (tensoactivos) en procesos de recuperación mejorada, tiene como meta recuperar el petróleo remanente mediante la reducción al mínimo las fuerzas capilares entre el petróleo y el agua del yacimiento. En la mayoría de los casos la inyección de tensoactivos se aplica en yacimientos cuya saturación de petróleo está por arriba de la saturación de petróleo residual, lo que indica que aún se puede extraer petróleo por procesos de imbibición. Esto se debe a que la producción de crudo podría estar por abajo del límite económico, o a que simplemente se desee aumentar la producción y el factor de recuperación. En adición, la imbibición natural o espontánea, es el mecanismo principal por el cual se puede recuperar el petróleo atrapado en los bloques de matriz en los yacimientos naturalmente fracturados.

Esto plantea la cuestión sobre si la eliminación de las fuerzas capilares por inyección de tensoactivos inhibirá el proceso de imbibición espontánea (dominados por fuerzas capilares), dado que aún pueden existir estos procesos en el yacimiento; posiblemente reflejando una pérdida neta de la recuperación final del petróleo.

*Keijzer (1993)*<sup>24</sup> propone que la imbibición espontánea en un medio poroso con fluidos miscibles (tensión interfacial igual a cero) se presenta en la misma magnitud que si existiera tensión interfacial. El autor argumenta que, aunque las fuerzas capilares han sido neutralizadas, las fuerzas que incentivan el desplazamiento de los fluidos cuando no hay TIF, son fuerzas electromagnéticas generadas por las cargas superficiales de la roca (mojabilidad), ya que aunque no exista TIF, el fenómeno físico de mojabilidad sigue existiendo, y las moléculas de un fluido van a seguir teniendo una mayor atracción a la superficie de la roca que el otro, debido a esto, aunque sean completamente miscible los fluidos se generará una separación entre ellos en las vecindades de la superficie de roca; a esta separación de los fluidos miscibles en la superficie de la roca le llama "concentración forzada", eventualmente esta concentración forzada aumentará la saturación del fluido mojante y, desplazará el fluido no mojante fuera de la matriz; es importante tener en mente que el tiempo requerido para que se genere esta expulsión del fluido no mojante será mucho mayor.

Si lo que propone el investigador es cierto, y se presentan procesos de imbibición espontánea aun cuando la tensión interfacial sea muy baja o igual a cero, se puede suponer que se obtendrá la mayor recuperación de petróleo disminuyendo la tensión interfacial al mínimo y teniendo una mojabilidad hacia el agua.

## II. CONTEXTO

### II.1 Demanda de energía en el mundo.

La población humana a nivel mundial ha experimentado un crecimiento de más del 300% en los últimos años. El reporte revisado hasta 2019 de las Naciones Unidas<sup>40</sup> muestra el crecimiento de la población mundial de los últimos 260 años (**Figura II.1**), y pronostica que para 2100 habrán 11.2 mil millones de habitantes. Este crecimiento se debe a la unión íntima de los avances científicos-tecnológicos y al abundante suministro de energía que permitió moldear y entender de mejor manera nuestro entorno y hacerlo más seguro y cómodo, así como aumentar nuestras expectativas de vida promedio y aumentar la tasas de natalidad.

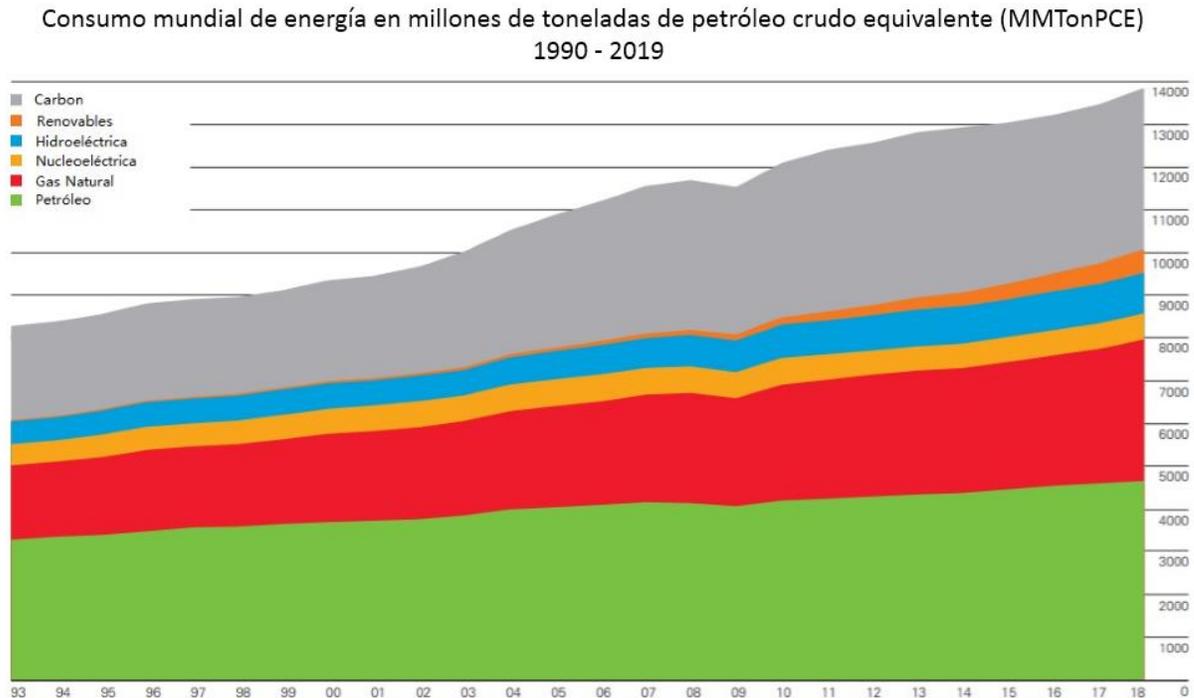


**Figura II.1 Crecimiento de la población mundial (1750-2019) y posterior pronóstico hasta 2100.** <sup>40</sup>

Los requerimientos energéticos van a la par del incremento de la población humana. Es notable que sin el abundante suministro de energía barata de los combustibles fósiles, la calidad de vida de la mayoría de la los individuos sería muy precaria, pues no se podrían producir, trasportar y suministrar los recursos y alimentos necesarios para satisfacer las necesidades humanas.

En el 2018, los requerimientos energéticos en el mundo fueron de poco más de 13,800 Millones de Toneladas de Petróleo Crudo Equivalente (*MMTonPCE*), según el reporte “*BP Statistical Review*” de 2019<sup>13</sup>. El registro de consumo de energía histórica muestra

un incremento constante de la demanda energética mundial, éste consumo registró en el 2018 un incremento de 2.9% comparado el consumo del año 2017 (*Figura II.2*).

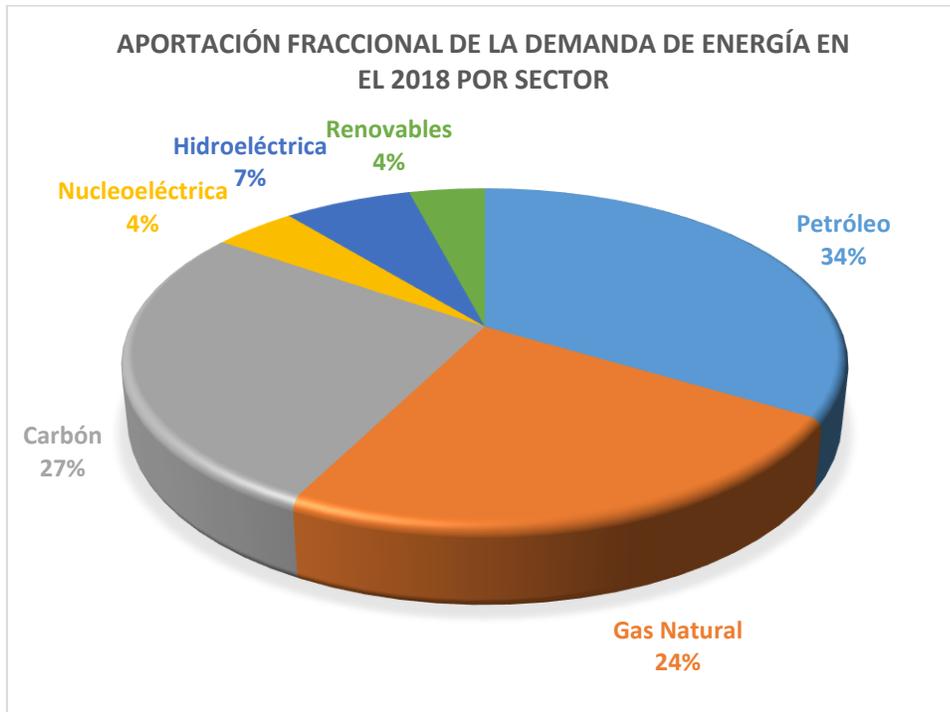


**Figura II.2 Histórico del Consumo de Energía Mundial (1990-2019).** <sup>13</sup>

De la demanda global de energía, la fracción aportada por hidrocarburos en el 2018 fue de 57.5% (**Figura II.3**). Estas cifras demuestran claramente la predominancia y el impacto que tiene y tendrá en los años venideros la industria del petróleo, ya que por sí sola aporta casi dos tercios de la energía necesaria para poder mantener a nuestra sociedad tal como la conocemos.

En el mundo, los yacimientos petroleros en rocas carbonatadas almacenan más del 60% de las reservas de hidrocarburos. En México, al 01 de enero del 2018 gran parte de las reservas 3P (72.6%) se encuentran en campos carbonatados (Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos “Reservas 1P, 2P y 3P de hidrocarburos”).

Los campos maduros en México representan una oportunidad importante para incrementar la producción petrolera del país. El porcentaje de recuperación promedio de barriles que se extraen de los yacimientos es bajo en comparación con la media internacional: de acuerdo con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos al 01 de Enero del 2018, se recupera entre 16 y 23 por ciento de los barriles de petróleo totales de cada yacimiento, comparado con el promedio mundial que es de 33% es muy bajo.



**Figura II.3 Aporte Mundial de Energía (2018) por sector energético.** <sup>13</sup>

En México existen cerca de 700 yacimientos, de los cuales 129 almacenan aproximadamente el 90% de las reservas de petróleo Mexicano; de estos 129 yacimientos, 43 son de rocas siliciclásticas y 86 de carbonatos. El principal interés en estos yacimientos carbonatados radica en que almacenan poco más de 27 mil millones de barriles, este petróleo representa el 72.6% de las reservas 3P de México calculadas al 01 de Enero del 2018 (Base de datos CNH).

Estos yacimientos se encuentran en los siguientes campos:

Campo	No. de yacimientos en rocas carbonatadas	RESERVAS 3P (MMB)
Ku-Maloob-Zaap	19	13,397.3
Poza Rica-Altamira	17	1,526.1
Abkatún-Pol-Chuc	12	1,822.1
Litoral Tabasco	14	3,964.2
Cantarell	8	5,118.7
Samaria-Luna	7	788.3
Macuspana-Muspac	4	214.2
Bellota-Jujo	5	879.8
<b>Total</b>	<b>86</b>	<b>27,710.7</b>

**Tabla II.1 Distribución de los yacimientos carbonatados por campo y su petróleo remanente.** <sup>16</sup>

En formaciones carbonatadas o dolomíticas a nivel mundial dominan los procesos de inyección de gases como mecanismos de RM según un estudio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos <sup>16</sup>, los métodos químicos aún no contribuyen de manera importante a la producción de crudo a nivel mundial debido a la complejidad de las interacciones químicas de los fluidos y la roca, sin embargo, existe un crecimiento importante en el número de evaluaciones y pruebas piloto que sugieren que estos métodos estarán mostrando una tendencia creciente en los próximos años.

La inyección de químicos es más compleja y, por lo tanto, tiene un mayor grado de incertidumbre, pero si la formulación del químico se diseña apropiadamente para las condiciones de flujo en el yacimiento, los químicos pueden llegar a tener un alto potencial para alcanzar mayores factores de recuperación de petróleo.

## II.2 Panorama de los procesos de RM en el mundo.

Se espera que el petróleo crudo suministre el 26% de la energía mundial hasta 2040, de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (*International Energy Agency*); este petróleo es y será aportado por yacimientos maduros, en su gran mayoría. Razón por la cual ha existido un aumento considerable en la producción por medio de métodos de recuperación mejorada en los Estados Unidos, y en todo el mundo se ve un panorama muy similar.

Uno de los métodos de RM que mayor aumento ha tenido en cuanto a los barriles que aporta, es el de la inyección de gas. Este método integra la inyección de CO<sub>2</sub> miscible, CO<sub>2</sub> inmisible, gas hidrocarburo miscible, gas hidrocarburo inmisible y nitrógeno no miscible; siendo la inyección de CO<sub>2</sub> miscible el que mayor porcentaje aporta, como se muestra en la **Tabla II.2**.

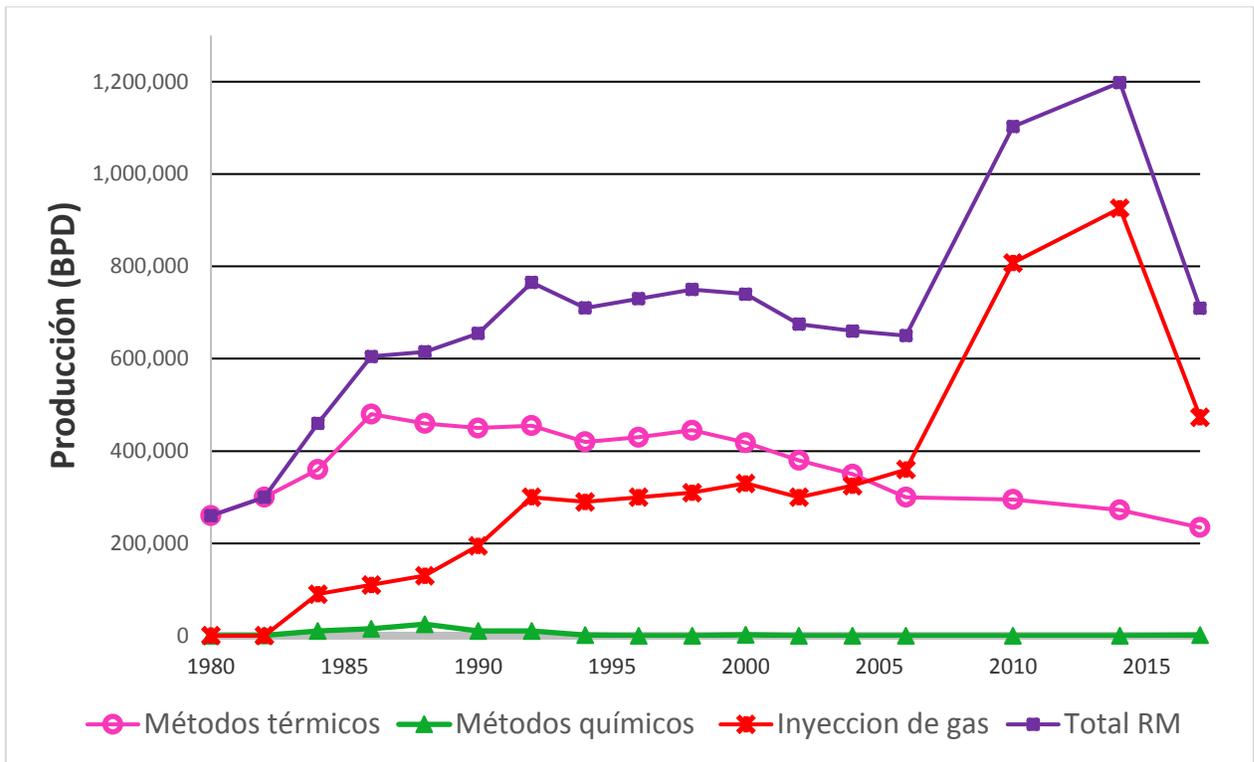
Año	Métodos Térmicos (BPD)	Inyección de gas				Nitrógeno (BPD)	Químicos, Polímero, Surfactante (BPD)
		CO <sub>2</sub> Miscible (BPD)	CO <sub>2</sub> Inmisible (BPD)	Gas Hidrocarburo miscible (BPD)	Gas Hidrocarburo no miscible (BPD)		
<b>2010</b>	295,217	318,947	31,457	406,500	20,000	30,500	200
<b>2014</b>	272,468	309,610	38,880	378,700	173,000	25,500	186
<b>2017</b>	234,300	297,600	12,700	149,600	500	13,000	1,600

**Tabla II.2 Registro de la producción de petróleo crudo por métodos de RM en USA.** <sup>25, 26 y 32</sup>

El histórico de la producción por métodos de recuperación mejorada muestra que, el impacto que tienen los procesos químicos es muy poco, a pesar que este método tiene

mucho potencial (**Figura II.4**). Se ha demostrado que la inyección de tensoactivos y / o polímeros aumenta la recuperación de petróleo en un 5% a 20% adicional, un beneficio considerable particularmente para campos con petróleo densos o pesados. Sin embargo, persisten algunos desafíos, en particular para los polímeros.

Debido a la naturaleza de los métodos químicos, se presenta una gran complejidad para aplicarlos adecuadamente, ya que cualquier situación que no se tome en cuenta puede tener efectos no deseados o con poca efectividad en la implementación de estos métodos. Sin embargo, con los estudios adecuados, se puede encontrar en los métodos químicos de recuperación un área de oportunidad para aumentar la producción de petróleo de México si se realizan los estudios adecuados.



**Figura II.4** Histórico de producción por métodos de RM en USA al 2017 <sup>25, 26 y 32</sup>

### III. MECANISMOS QUE GOBIERNAN EL FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROS

---

El proceso por inyección de químicos, es uno de los procesos recuperación mejorada más importantes, el cual contempla a los tensoactivos, álcalis, polímeros, espumas, geles, emulsiones y una combinación de estos (*ASP*). Cada uno de estos métodos incide en aspectos diferentes del yacimiento para poder aumentar el flujo de petróleo a los pozos. Este trabajo se centra en el estudio de tensoactivos y el efecto de la mojabilidad y tensión Interfacial, sobre el proceso de extracción.

Para un medio poroso dado, los fenómenos que mantienen atrapado el petróleo son:

1. La geometría de la matriz del medio poroso (distribución de tamaño de poro, tortuosidad).
2. Propiedades del sistema roca-fluido: mojabilidad, porosidad, permeabilidades relativas.
3. Interacción fluido-fluido: viscosidades, diferencia de densidades y tensión interfacial.

Con los métodos químicos de recuperación mejorada poco se puede hacer para cambiar la geometría de los poros, pero en lo que sí se puede tener un impacto es en la mojabilidad y la tensión interfacial.

El efecto que pueden tener los tensoactivos en la mojabilidad y tensión interfacial de los fluidos, puede cambiar el mecanismo por el cual el yacimiento expulsa el petróleo. Estos dos factores son los primordiales que gobiernan el flujo de los fluidos en el medio poroso y por ello tienen un impacto grande en el petróleo residual, si se pueden colocar en una forma adecuada y en cantidades suficientes.

#### III.1 *Mojabilidad*

La mojabilidad es un factor muy importante que controla la posición, flujo y distribución de los fluidos en el yacimiento. La mojabilidad de un núcleo de roca afecta muchos de los análisis de laboratorio, incluyendo la presión capilar, permeabilidad relativa, comportamiento de la inyección de agua, propiedades eléctricas y procesos de simulación de recuperación de petróleo.

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de un segundo fluido inmisible. Técnicamente, es el resultado del equilibrio de las fuerzas de interacción molecular de tres componentes, roca y dos fluidos no miscibles.

Físicamente, es el resultado de la interacción de las fuerzas eléctricas intermoleculares entre la superficie de la roca y los fluidos presentes.

### III.1.1 Medición de la Mojabilidad

Se han propuesto muchos métodos diferentes para medir la mojabilidad; entre ellos se incluyen métodos cuantitativos (ángulo de contacto, Imbibición espontánea, Imbibición forzada 'método de Amott' y el método USBM) y métodos cualitativos (tasa de imbibición, experimentación microscópica, flotación, método de la placa de vidrio, curvas de permeabilidad relativa, presión capilar de desplazamiento, registros geofísicos y resonancia magnética nuclear).

No existe un sólo método para medir la mojabilidad aceptado por todos, sin embargo existen tres métodos cuantitativos que son usados muy frecuentemente, estos son: medición del ángulo de contacto, el método de Amott "imbibición y desplazamiento forzado" y el método USBM.<sup>5, 18</sup> El ángulo de contacto mide la mojabilidad de una superficie, mientras Amott y el método USBM miden la mojabilidad promedio de la roca.

#### III.1.1.1 Ángulo de Contacto

De acuerdo con el ángulo que se forme se dice que la mojabilidad es:

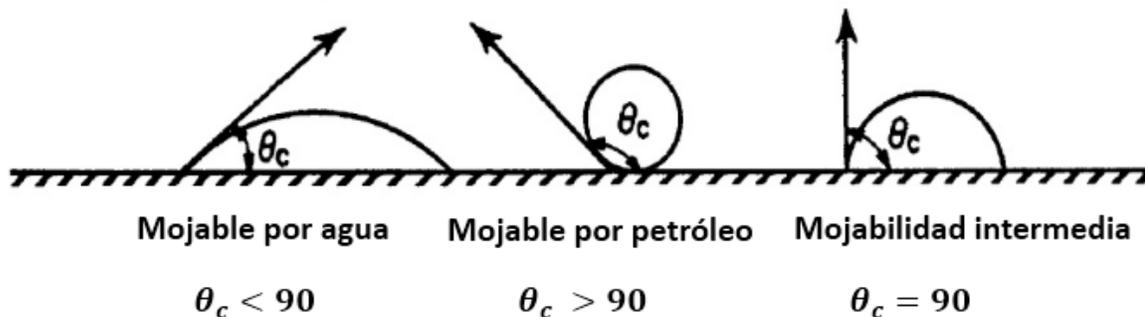


Figura III.1 Mojabilidad de acuerdo al ángulo de contacto.<sup>37</sup>

#### III.1.1.2 Método de Amott

El método de *Amott* combina Imbibición y desplazamiento forzado para medir la mojabilidad promedio de un núcleo. Este método se basa en el hecho de que el fluido mojante se imbibes espontáneamente en el núcleo, desplazando al fluido no mojante.

El cociente de la imbibición espontánea entre la imbibición forzada se utiliza para reducir la influencia de otros factores como la permeabilidad relativa, viscosidad y la saturación inicial de los fluidos en la roca.

El núcleo al que se ha restaurado adecuadamente la mojabilidad y es por lo tanto representativo de la roca del yacimiento a las condiciones de temperatura del mismo, es llevado a las condiciones de Sor (Saturación de petróleo residual por sus siglas en inglés 'residual oil saturation') y posteriormente se somete a fuerzas centrifugas. La medición de la mojabilidad consiste en los siguientes pasos:

1. Sumergir el núcleo en petróleo y medir el volumen de agua desplazada por imbibición espontánea de petróleo después de 7 días.
2. Centrifugar el núcleo en petróleo hasta alcanzar la saturación de agua irreductible y medir el volumen total de agua desplazada, incluyendo el volumen de agua desplazada por imbibición del petróleo.
3. Sumergir el núcleo en salmuera y medir el volumen de petróleo desplazado espontáneamente por imbibición de agua después de 7 días.
4. Centrifugar el núcleo en salmuera hasta alcanzar la saturación de petróleo residual y medir el volumen total de petróleo desplazado, incluyendo el volumen de petróleo desplazado por imbibición del agua.

Los resultados del experimento se expresan como sigue:

a) Cociente de desplazamiento por petróleo

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} , \dots\dots\dots(3.1.1)$$

$V_{wsp}$  = volumen de agua desplazado por imbibición espontánea de petróleo

$V_{wt}$  = volumen de agua desplazo por imbibición forzada de petróleo

b) Cociente de desplazamiento por agua

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} , \dots\dots\dots(3.1.2)$$

---

$V_{osp}$  = Volumen de petróleo desplazado por imbibición espontánea de agua

$V_{ot}$  = Volumen de petróleo desplazado por imbibición forzada de agua

Según los resultados obtenidos de estos cocientes, se puede obtener la mojabilidad de acuerdo a la tabla siguiente:

Índice de Mojabilidad de Amott			
Cociente de desplazamiento por agua	Positivo	Cero	Cero
Cociente de desplazamiento por petróleo	Cero	Cero	Positivo
	<b>Mojable por Agua</b>	<b>Mojabilidad Neutral</b>	<b>Mojable por Petróleo</b>

Tabla III.1 Índice de Mojabilidad de Amott.

### III.1.1.3 Método **USBM**

El tercer método más utilizado para medir la mojabilidad de una roca es el método del Índice de mojabilidad **USMB**, desarrollado por Donalson (*et. al.*)<sup>18</sup>.

La medición del índice **USBM**, es una modificación del procedimiento descrito por Hassler & Brunner<sup>22</sup> para calcular la presión capilar en una centrifuga. Este método es relativamente rápido, pues requiere de algunos días para realizar la prueba. Una de las ventajas que presenta respecto al método de Amott, es que es sensible cuando se presentan mojabilidades neutras. Una desventaja del índice de Mojabilidad **USBM**, es que sólo puede ser usado en tapones de núcleos, dado que las muestras de roca deben ser introducidas en una centrifuga capilar.

El índice de Mojabilidad **USBM** compara el trabajo necesario para que un fluido desplace al otro; dado que el trabajo requerido por el fluido mojante para desplazar al no mojante de un núcleo es menor que la situación inversa. Antes de correr el experimento, el tapón del núcleo se prepara centrifugando en petróleo, hasta llevar la roca a la saturación de agua irreductible (punto X de la **Figura III.2**).

Se calculan las áreas  $A_1$  y  $A_2$ , las cuales se definen como:

$$A_1 = XAD , \dots\dots\dots(3.1.3)$$

$$A_2 = YBC , \dots\dots\dots(3.1.4)$$

El índice de Mojabilidad USBM se calcula como:

$$I_w = \log \left( \frac{A_1}{A_2} \right) , \dots\dots\dots(3.1.5)$$

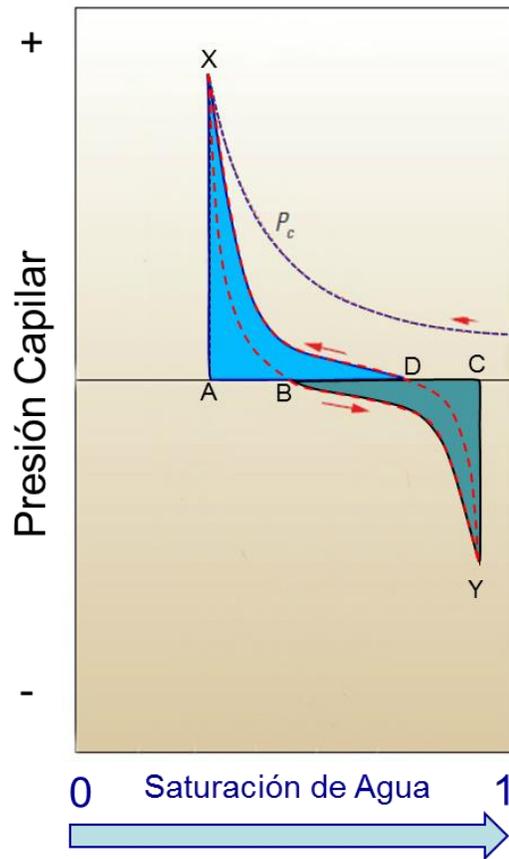


Figura III.2 Esquema de las áreas del índice de Mojabilidad USBM.

La mojabilidad está dada de acuerdo a la tabla siguiente:

Índice de Mojabilidad de USBM

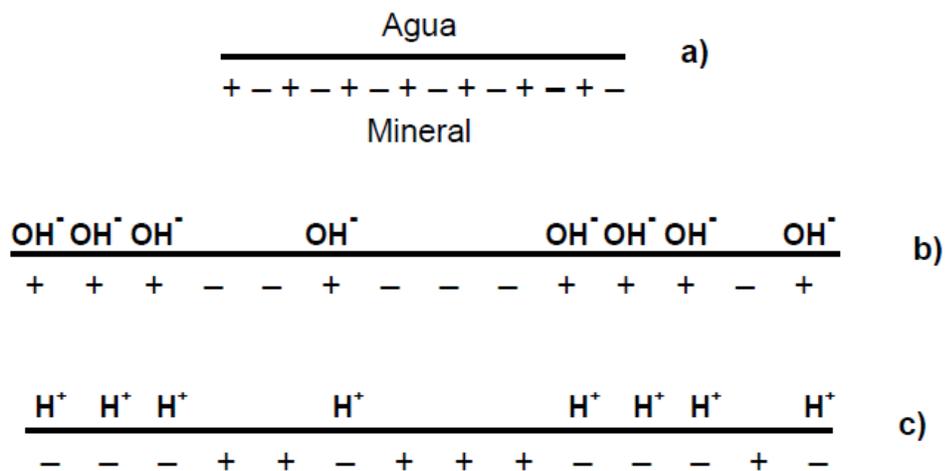
$I_w$	Cercano a 1	Cercano a cero	Cercano a -1
	<i>Mojable por Agua</i>	<i>Mojabilidad Neutral</i>	<i>Mojable por Petróleo</i>

Tabla III.2 Índice de Mojabilidad de USBM.

### III.1.2 Procesos de mojabilidad en carbonatos

Históricamente, se creía que todos los yacimientos petroleros eran mojables por agua. Esta afirmación se basaba en dos factores, el primero es que todas las rocas sedimentarias limpias son fuertemente mojables por agua, y el segundo, que las rocas sedimentarias se depositan en entornos acuosos, en los que posteriormente el petróleo desplaza al agua; por lo que se suponía que el agua congénita cubría y prevenía que el petróleo entrara en contacto con la superficie de la roca.

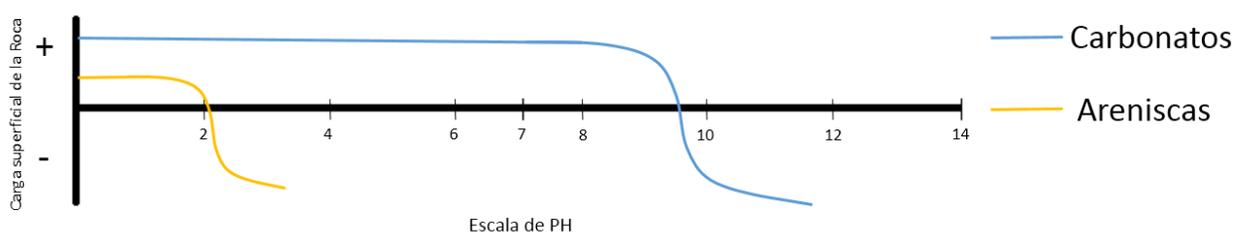
Ahora se sabe que los yacimientos en rocas carbonatadas de México generalmente presentan mojabilidad al petróleo debido a una característica de los minerales que las conforman. Esta característica, es la capacidad de desarrollar cargas eléctricas en su superficie, propiedad que le confiere la interacción entre los átomos de la estructura cristalina del mineral y las moléculas del agua (Laurier L. Schramm. 2009)<sup>43</sup>. Cualquier imperfección en la estructura del cristal, como las derivadas del reemplazamiento de iones, fracturas, disoluciones o huecos, disolución parcial molecular o la adsorción de iones generadores de potencial en la superficie mineral; crean puntos de carga desbalanceada donde los iones  $H^+$  y  $OH^-$  de la molécula de agua ionizada pueden adsorberse, modificando selectivamente la carga neta superficial (Figura III.3).



**Figura III.3 Carga superficial por polarización inducida.**

En la **Figura III.3**, esquemáticamente se presenta en a) superficie con cargas balanceadas, b) iones  $OH^-$  adsorbidos en la superficie con predominio de cargas negativas, y c) iones  $H^+$  adsorbidos con predominio de cargas positivas. Dependiendo del  $pH$  del agua y del tipo de mineral, la carga resultante puede ser positiva, negativa o neutra (balanceada).

Ahora bien, para un mineral dado, existe un  $pH$  del agua para el cual en la superficie del sólido las cargas se encuentran balanceadas, sea éste  $pH_0$ . Si el  $pH$  del agua es mayor a  $pH_0$ , la superficie presenta mayor cantidad de cargas negativas, teniendo como balance una carga superficial negativa; caso contrario si es menor. Para el cuarzo,  $pH_0$  varía entre 2 y 3, luego en su superficie predominan las cargas negativas toda vez que el  $pH$  del agua sea mayor a 3. Para la calcita y la dolomita,  $pH_0$  es 9.2 y 7.4 respectivamente; en cada caso, cuando el  $pH$  del agua sea menor a  $pH_0$ , la superficie se cargará positivamente (**Figura III.4**).



**Figura III.4 Esquema Carga superficial de la roca vs pH.**

Dado que el  $pH$  del agua de formación generalmente se encuentra entre 7 y 9, el balance de cargas superficiales en las rocas carbonatadas es de carga positiva, lo que genera un proceso de atracción electromagnética con los tensoactivos naturales del petróleo (Ácidos Carboxílicos), como se puede ver en la **Figura III.5**, donde se observa la tasa de abundancia del carboxilato respecto a la formación del ácido carboxílico en función del  $pH$  del medio y puede identificarse que al  $pH$  del agua de formación, la mayoría de los carboxilatos se habrán transformado en ácido carboxílico con cargas negativas que se adhieren a la superficie del carbonato cargado positivamente.

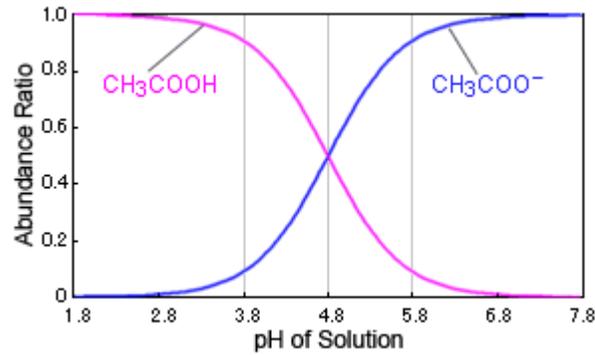


Figura III.5 Grafica del pKa Vs pH del Ácido Fórmico

### III.2 Presión Capilar

Formalmente, la presión capilar es una presión diferencial, la cual se define como la presión de la fase no mojanete menos la presión de la fase mojanete.

$$P_c = p_{no\ mojanete} - p_{mojanete} , \dots\dots\dots(3.2.1)$$

En un sistema petróleo-agua donde el petróleo sea el fluido mojanete, la presión capilar se define como:

$$P_c = p_{petróleo} - p_{agua} , \dots\dots\dots(3.2.2)$$

El concepto de presión capilar también puede ilustrarse en la **Figura III.6**, en donde se observa un tubo capilar de vidrio dentro de un recipiente lleno de agua, la cual sube dentro del tubo. El fluido que se encuentra arriba del agua es petróleo, y debido a que el vidrio es fuertemente mojado por agua, existe una elevación del agua dentro del capilar. En consecuencia, se pueden identificar dos presiones diferentes en el punto de la interfase.

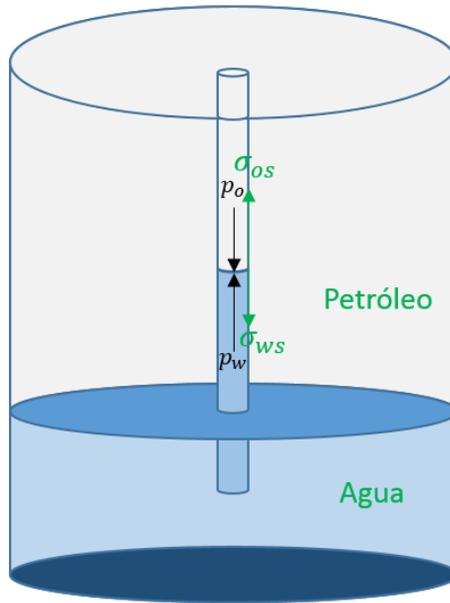


Figura III.6 Esquema de las fuerzas que actúan en un tubo capilar.

El balance de fuerzas en el sistema cuando se encuentra en equilibrio es:

$$-p_o(\pi r^2) - \sigma_{ws}(2\pi r) + p_w(\pi r^2) + \sigma_{os}(2\pi r) = 0 , \dots\dots\dots( 3.2.3)$$

donde:

$p_o$  = presión del petróleo en la interface

$p_w$  = presión del agua en la interface

$\sigma_{ws}$  = tensión agua – sólido en la enterface

$\sigma_{os}$  = tensión petróleo – sólido en la enterface

Las fuerzas  $\sigma_{ws}$  y  $\sigma_{os}$  se presentan por la cohesión molecular de los fluidos en interacción con la superficie sólida, por lo tanto debe multiplicarse por la circunferencia capilar. Las presiones de los fluidos ( $p_o$  y  $p_w$ ) deben multiplicarse por el área en la que actúan para obtener una fuerza.

Operando algebraicamente la **Ecuación 3.2.3** se obtiene:

$$p_o - p_w = \frac{2(\sigma_{os} - \sigma_{ws})}{r} , \dots\dots\dots( 3.2.4)$$

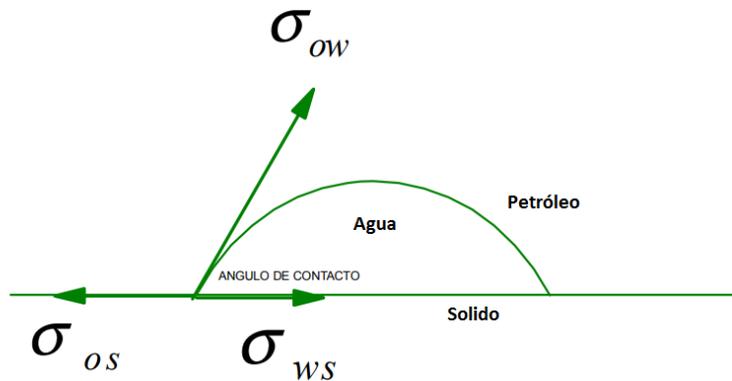
Es complicado poder medir las fuerzas de tensión que actúan entre los fluidos y la superficie del sólido ( $\sigma_{os}$  y  $\sigma_{ws}$ ), pero es relativamente sencillo poder medir la fuerza de

tensión en la interface de los dos fluidos. Haciendo un análisis vectorial de las fuerzas de tensión en el punto de intersección como se muestra en la **Figura III.7**, resulta:

$$\sum F = -\sigma_{os} + \sigma_{ow}\cos\theta + \sigma_{ws} = 0 , \dots\dots\dots(3.2.5)$$

Despejando tenemos:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow}\cos\theta , \dots\dots\dots(3.2.6)$$



**Figura III.7** Esquema de las fuerzas de tensión en un sistema agua-petróleo-sólido.

Combinando las ecuaciones 3.2.4 y 3.2.6 se obtiene:

$$P_c = \frac{2 \sigma_{w,o} \cos \theta}{r} , \dots\dots\dots(3.2.7)$$

Así, la presión capilar se relaciona con la tensión interfacial fluido-fluido, con la mojabilidad de los fluidos a través del ángulo de contacto y con el radio capilar. Puede ser positiva o negativa dependiendo de la presión de cada fase. Nótese que la  $P_c$  varía inversamente con el radio capilar, y se incrementa a medida que aumentan las fuerzas mojantes del medio poroso.

Existen dos tipos básicos de procesos de presión capilar, drene e imbibición. En el proceso de drene, el fluido no mojante sustituye al fluido mojante, mientras que el proceso inverso ocurre para la imbibición. Al fenómeno que se presenta cuando las curvas de presión capilar (drene e imbibición) no siguen la misma trayectoria se le llama histéresis capilar.

La relación de la presión capilar/saturación depende de la interacción de la mojabilidad, estructura de los poros, saturación inicial y el historial de saturación (dirección en la que cambia una de las saturaciones

El esquema de este proceso se puede observar en la **Figura III.8**.

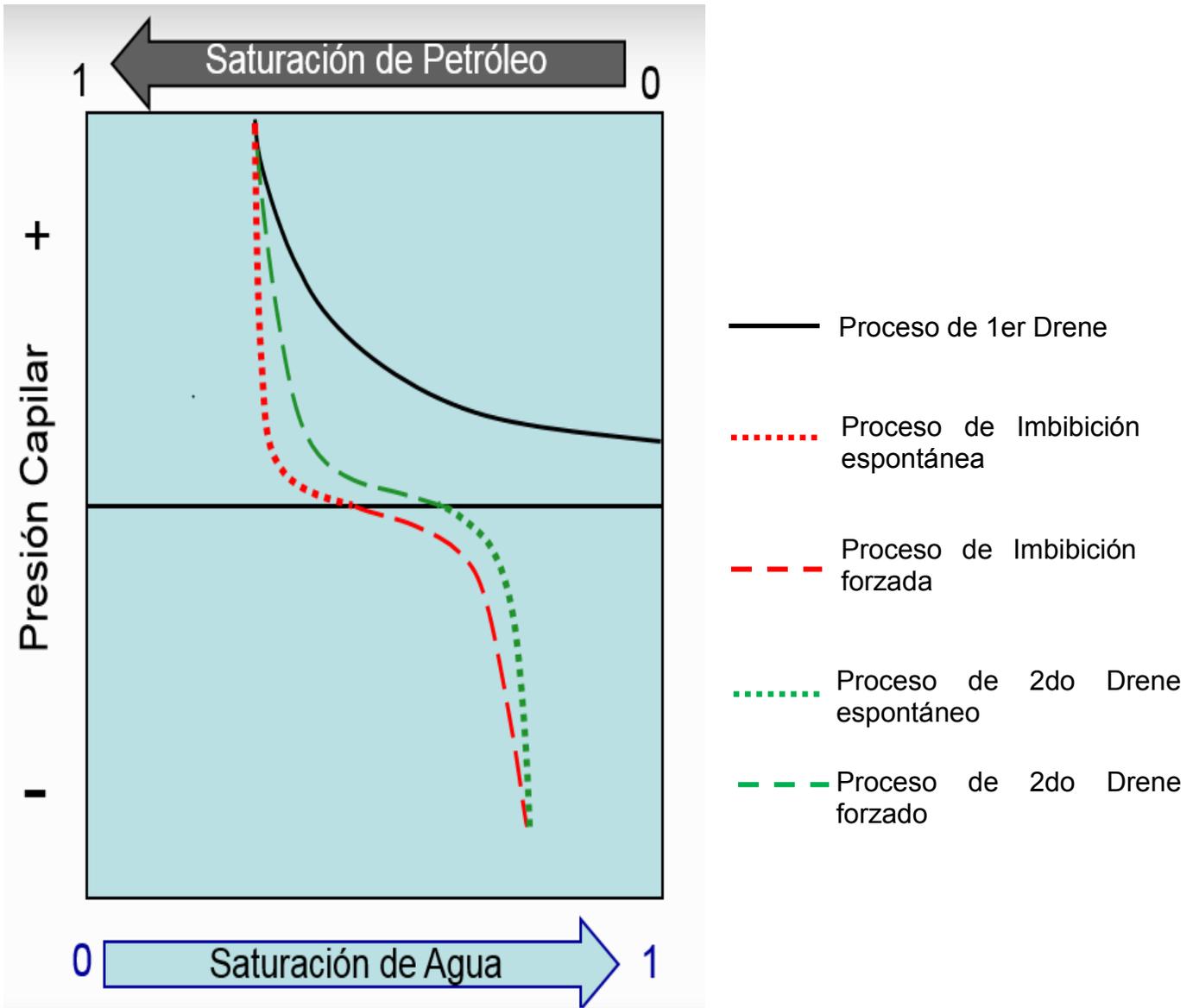


Figura III.8 Esquema del proceso de histéresis capilar.

### III.2.1 Procesos de Drene e Imbibición

El proceso de 1er Drene consiste en una disminución de la saturación de la fase mojante desde el 100% hasta llegar a la saturación irreductible de la fase mojante (Swirr). Esto se logra haciendo un desplazamiento forzado, donde el petróleo penetra en los cañales del medio poroso y desplaza al agua. Mientras que la fase no mojante aumenta, la fase mojante pierde terreno y gradualmente se pierde la continuidad; en este punto la fase mojante ya no puede fluir y se llega a la Swirr.

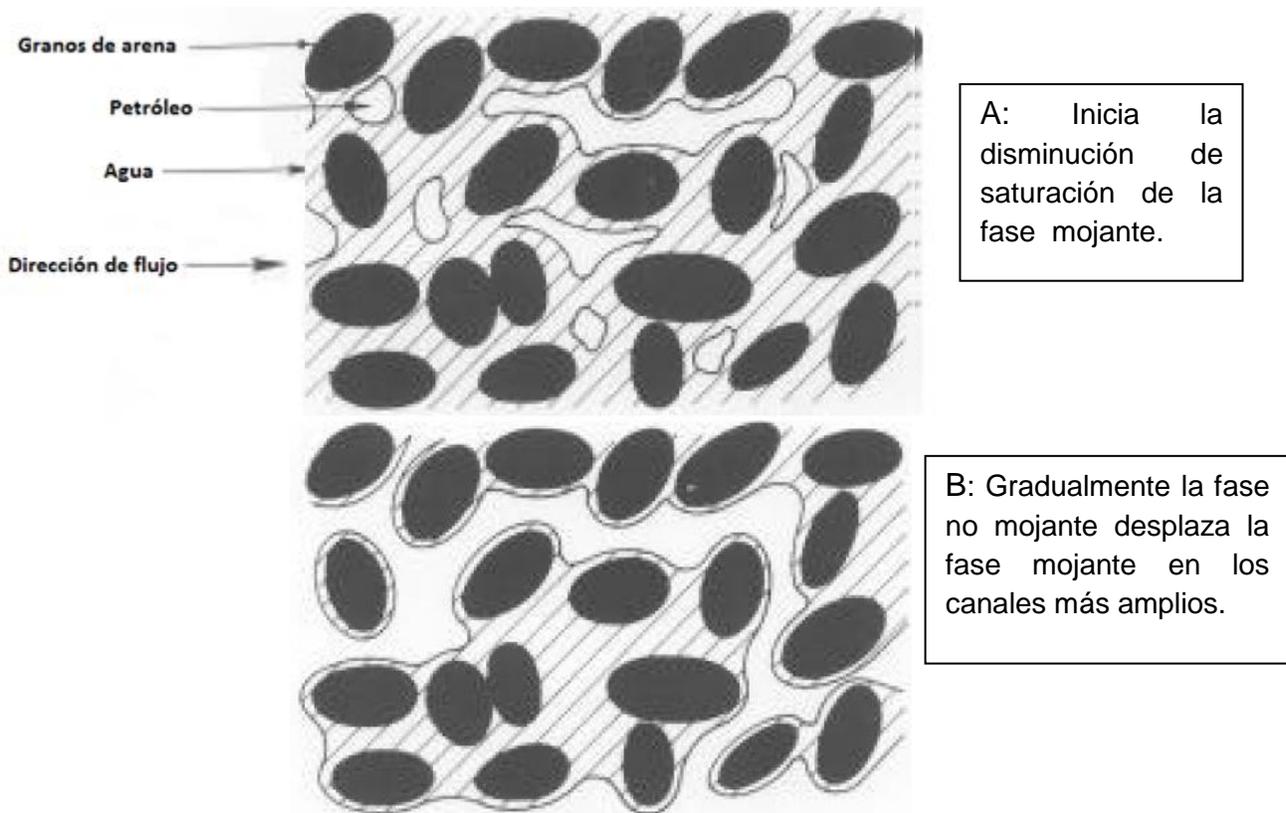
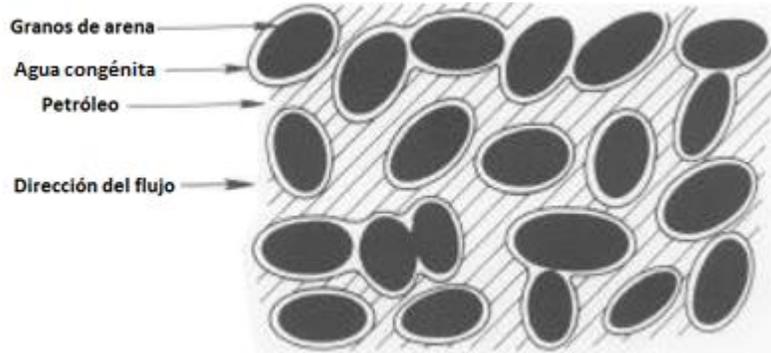


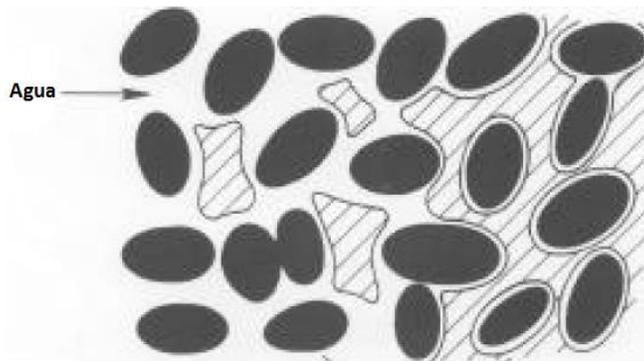
Figura III.9 Esquema del proceso de drenaje en un medio poroso. <sup>50</sup>

El proceso de 2do Drene es diferente del 1er Drene solo en el hecho de que el punto de partida de la saturación de petróleo no es 1 o 100%, debido a que ya existe una saturación de petróleo irreductible en el medio, esto provoca que exista un proceso de drenaje espontáneo; este proceso implica que sin aplicar una presión al petróleo, este saldrá expulsado del medio poroso, de ahí el adjetivo espontáneo. Dado que se requirió una presión para que el agua penetrara (Imbibición forzada) y disminuyera la saturación de petróleo hasta la saturación residual, cuando esta presión es retirada, el agua retrocede hasta un punto de equilibrio, que es donde termina el proceso espontáneo en la **Figura III.8**.

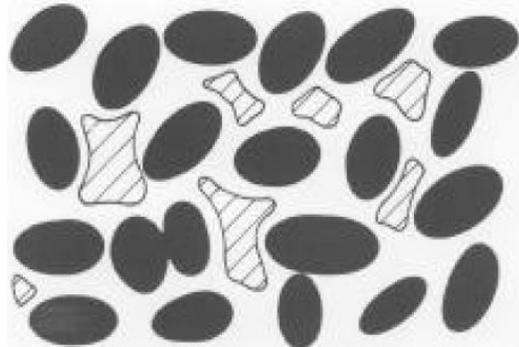
El proceso de imbibición consiste en el aumento gradual de la saturación de la fase mojanete. Es importante resaltar que existen dos porciones de esta curva, la primera es la imbibición espontánea, la cual se mide inmediatamente después de la curva de Drene (Disminución de la presión capilar hasta llegar a cero). La segunda parte de la curva va desde la presión capilar igual a cero, hasta un punto de presión capilar negativa más allá de la cual ya no cambie la saturación de los fluidos.



A: Inicia la disminución de saturación de la fase no mojanete.



B: Gradualmente la fase mojanete desplaza la fase no mojanete debido a que las fuerzas de capilaridad atraen al fluido mojanete (Imbibición espontánea).



C: Se llega a la saturación residual de la fase no mojanete aumentando el gradiente de presión (Imbibición forzada)

Figura III.10 Esquema del proceso de imbibición en un medio poroso mojado por agua.<sup>50</sup>

---

### III.3 Permeabilidad

#### III.3.1 Permeabilidad Absoluta

La permeabilidad absoluta de un medio poroso es una de las propiedades petrofísicas más importantes. Generalmente denota como  $k$ ; abstractamente se define como la capacidad de flujo o transmisión de fluidos a través de una roca, cuando existe un solo fluido, o fase, presente en la roca, matemáticamente se expresa por medio de la ley de Darcy (**Ecuación 3.3.1**).

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{h_1 - h_2}{L}, \dots\dots\dots(3.3.1)$$

donde:

$q$  = flujo volumetrico (gasto)

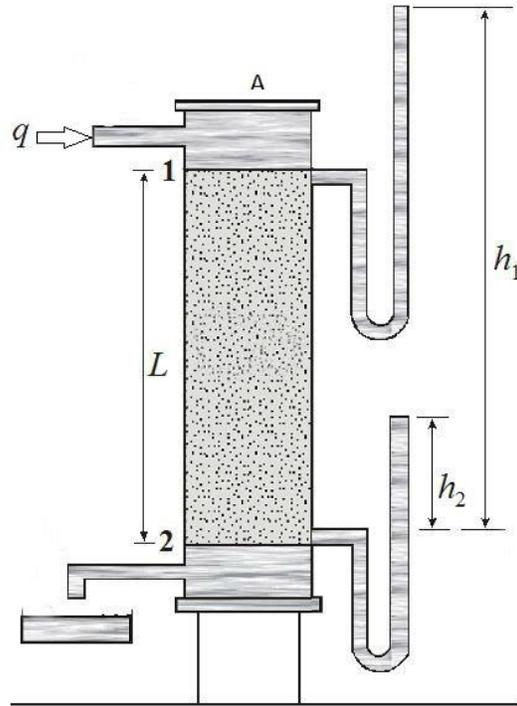
$L$  = longitud del medio

$A$  = área transversal del medio

$h_1, h_2$  = alturas alcanzadas por el fluido

$\mu$  = viscosidad del fluido

$K$  = constante de proporcionalidad (Permeabilidad)



**Figura III.11 Esquema del experimento de Darcy.**

En este experimento las  $h_1$  y  $h_2$  se expresan en unidades de longitud, pero representan la presión que ejerce la columna hidrostática, y pueden ser expresadas en unidades de presión.

$$p = \rho g(h - z) , \dots\dots\dots(3.3.2)$$

donde:

$p =$  presión

$\rho =$  densidad del fluido

$g =$  aceleración de la gravedad

$z =$  nivel de referencia

Si se toma en cuenta que  $v = q/A$ , la ecuación 3.3.1 puede expresarse como:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dh}{dl} , \dots\dots\dots(3.3.3)$$

En donde:

$v =$  velocidad aparente a través del medio poroso

Las ecuaciones 3.3.1 y 3.3.3 son correctas sólo si se quiere estimar las tasas de flujo y no se toma en cuenta el sentido de este además de que solo está presente un fluido (una fase) , para integrar el sentido del flujo en el modelo se ha adoptado la convención de signos siguiente:

- Flujo Lineal

Si la distancia se mide positivamente en dirección del flujo, entonces el gradiente de presión debe ser negativo en esa dirección, ya que los fluidos se mueven de mayor a menor presión. Entonces la ley de Darcy queda:

$$v = -\frac{k\rho}{\mu} \frac{d\phi}{dl} , \dots\dots\dots(3.3.4)$$

En donde:

$\phi = Potencial$

Matemáticamente se define como:

$$\phi = \frac{p}{\rho} + gz , \dots\dots\dots(3,3,5)$$

Y representa el cambio de energía respecto a un nivel de referencia.

- Flujo Radial

Si la producción del pozo se toma como positiva, entonces el radio se toma como positivo en la dirección opuesta al flujo,  $d\phi/dl$ .

$$v = \frac{k\rho}{\mu} \frac{d\phi}{dr} , \dots\dots\dots(3.3.6)$$

### III.3.2 Tipos de permeabilidad

En la discusión previa de la permeabilidad sólo se contempló el caso donde un sólo fluido satura el medio y que éste fluido es incompresible; sin embargo, en los yacimientos petroleros el medio poroso se encuentra saturado con dos o más fluidos al mismo tiempo, por lo tanto el concepto de permeabilidad absoluta debe adecuarse para que pueda aplicarse a todos los fluidos presentes fluyendo simultáneamente.

- permeabilidad efectiva

Es la medida de la capacidad de flujo preferencial cuando existe otro u otros fluidos inmiscibles en el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de

---

fluidos, es decir, la medida de la permeabilidad efectiva a una fase, varía de acuerdo a la saturación de esa fase, si la saturación disminuye o aumenta, la variación de la permeabilidad efectiva es directamente proporcional al aumento o disminución de la saturación.

La permeabilidad efectiva a una fase se identifica con un subíndice que indica el fluido en cuestión:

$k_w =$  permeabilidad efectiva al agua

$k_o =$  permeabilidad efectiva al petróleo

$k_g =$  permeabilidad efectiva al gas

- permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa indica un cociente de permeabilidades, y es la fracción de la permeabilidad que se presenta a un fluido respecto a la permeabilidad absoluta. La suma de las permeabilidades relativas nunca es mayor a uno.

Matemáticamente se denotan como:

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} , \dots\dots\dots(3.3.7)$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} , \dots\dots\dots(3.3.8)$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} , \dots\dots\dots(3.3.9)$$

En donde:

$k_{rw} =$  permeabilidad relativa al agua

$k_{ro} =$  permeabilidad relativa al petróleo

$k_{rg} =$  permeabilidad relativa al gas

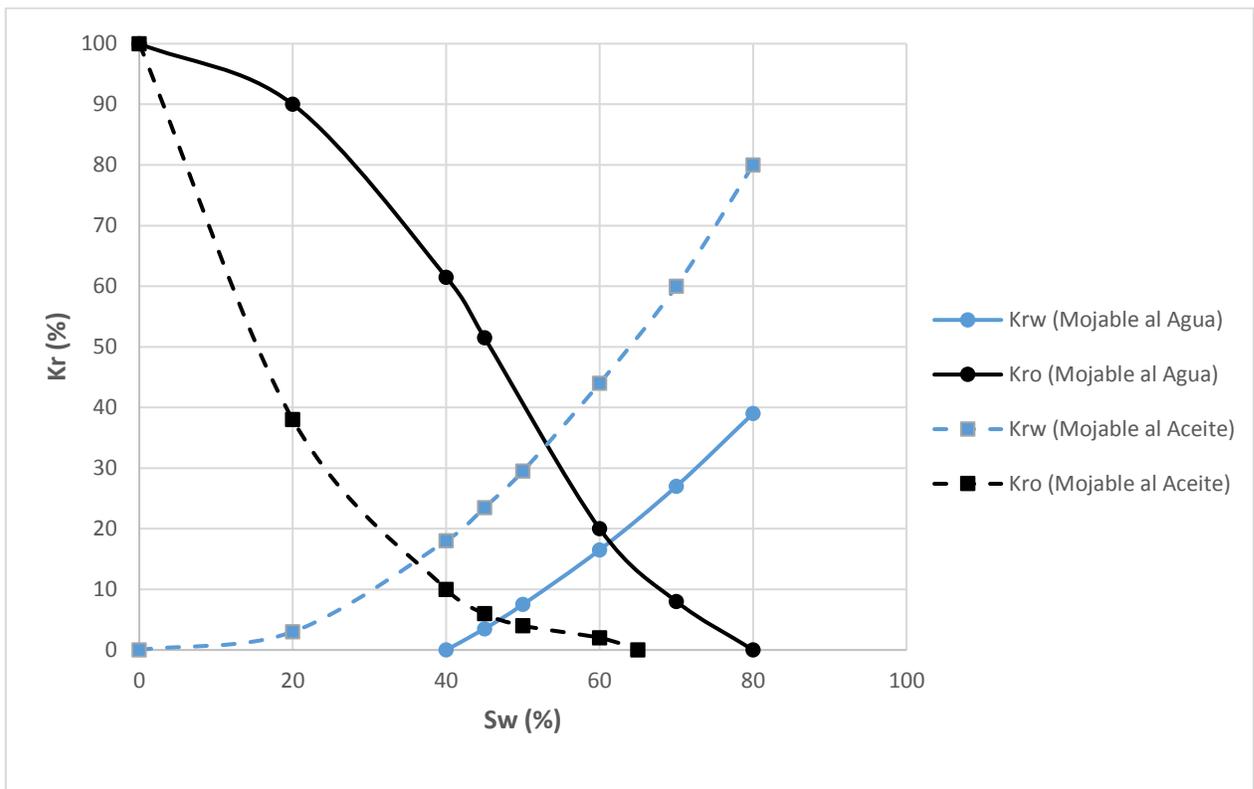
### **III.3.3 Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas**

La mojabilidad que presente una roca, afecta fuertemente el comportamiento del flujo de fluidos en el medio, debido a que es el factor más importante que controla la distribución de las fases dentro del medio poroso.

En un medio con mojabilidad uniforme al agua o con mojabilidad parcial al agua, la permeabilidad relativa al agua será menor respecto al caso donde la roca es mojable por petróleo a cualquier valor de saturación, tal como puede observarse en la **Figura III.12**, en donde la curva de  $K_{rw}$  cuando la roca es mojable al agua, está por debajo de  $K_{rw}$  cuando la roca es mojable por petróleo. <sup>2</sup>

Para el caso de la permeabilidad relativa al petróleo se presenta la misma condición, la curva de  $K_{ro}$  para la roca mojable por petróleo estará siempre por debajo de la curva de  $K_{ro}$  cuando la roca es mojable por agua a cualquier valor de saturación.

Esta situación podría resumirse en el hecho de que para cualquier medio, la permeabilidad relativa a la fase mojante será menor respecto a un medio con diferente mojabilidad. Este fenómeno se presenta debido a que la fase mojante fluye con mayor dificultad por el medio, debido a que las fuerzas de adhesión del sólido direccionan el flujo por las paredes, haciendo que se reduzca su movilidad. <sup>2</sup>



**Figura III.12** Curvas de permeabilidad relativa al agua y al petróleo para rocas mojadas por agua y por petróleo respectivamente. <sup>14</sup>

Otro fenómeno que se presenta debido a la mojabilidad, es que para cualquier medio la saturación residual de la fase mojante siempre será mayor que la saturación residual de la fase no mojante (a menos que la mojabilidad sea intermedia o no exista preferencia para un fluido).

### III.4 Tensión Interfacial

En este documento se describe de manera resumida el fenómeno físico de la tensión interfacial, y se enfocará sobre la importancia de este fenómeno en el flujo de petróleo a través de la roca porosa y las implicaciones de la relación de fuerzas que existan en el medio.

La tensión interfacial es el fenómeno físico que se presenta cuando existe un desbalance de fuerzas en las moléculas en una superficie debido a la cohesión molecular. Estas fuerzas de cohesión molecular se neutralizan en el seno del fluido, debido a que cada molécula experimenta una fuerza de igual magnitud en todas las direcciones, ya que está rodeada completamente de otras moléculas similares, pero en la superficie existe un desbalance debido a que hay más moléculas de un lado que de otro.

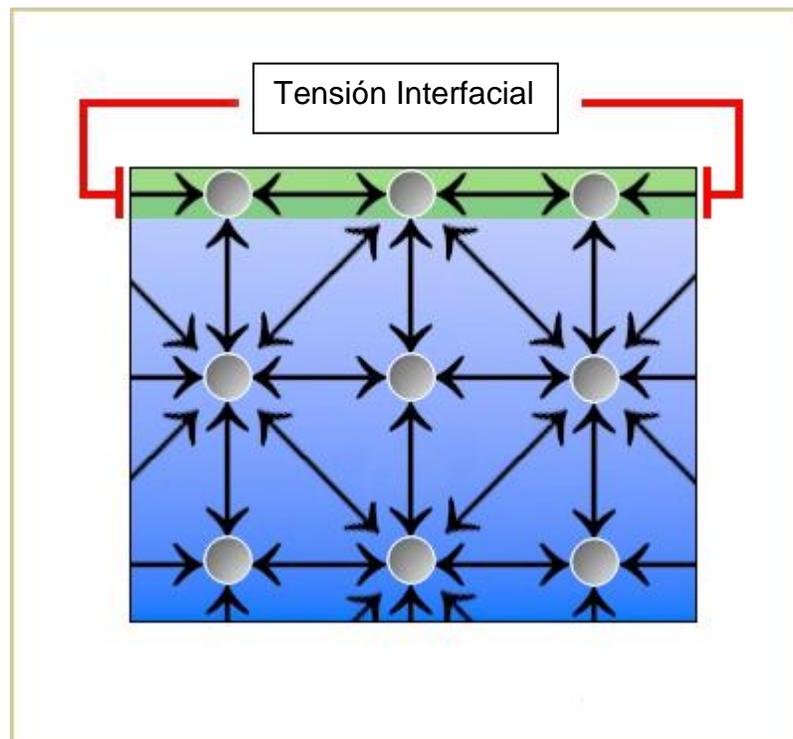


Figura III.13 Esquema de las fuerzas de cohesión molecular.

La tensión interfacial en términos físicos se define como: la cantidad de energía que necesario aplicar en la interface de dos fluidos inmiscibles para incrementar el área en una cantidad dada. Matemáticamente:

$$\sigma = \frac{\text{Energía}}{\text{Área superficial}} \dots\dots\dots(3.4.1)$$

Si se considera que la energía se mide en *Joules* y el área en metros cuadrados, la ecuación 3.4.1 queda:

$$\sigma = \frac{\text{Energía}}{\text{Área superficial}} = \frac{J}{m^2} = \frac{N}{m}, \dots\dots\dots(3.4.2)$$

Por consiguiente, también se define en *Newtons sobre metro*, que significa fuerza sobre unidad de longitud.

### III.4.1 Número Capilar

Un fenómeno particular relacionado con la tensión interfacial es el número capilar; es una relación adimensional que matemáticamente se define como:

$$Ca = N_{ca} = \frac{\mu v}{\sigma \cos \theta}, \dots\dots\dots(3.4.3)$$

En donde:

$Ca = N_{ca} = \text{Número capilar}$

$\mu = \text{Viscosidad dinámica}$

$v = \text{Velocidad del fluido}$

$\sigma = \text{Tensión interfacial}$

$\theta = \text{Ángulo de contacto}$

El número capilar es la relación de las fuerzas viscosas ( $\mu v$ ) respecto a las fuerzas capilares ( $\sigma \cos \theta$ ). Las fuerzas viscosas intentan deformar el ganglio de petróleo y aumentar el área superficial, mientras que la tensión interfacial buscará minimizar el área superficial entre las dos fases, con un balance de fuerzas se puede saber si el ganglio de petróleo se moverá o quedará retenido.

Este fenómeno que se presenta en los yacimientos petroleros es cuando un ganglio de petróleo intenta atravesar la garganta de poro. Para ello, se hace una pequeña modificación a la **Ecuación 3.4.3**, donde la velocidad se reemplaza por  $a\dot{\Gamma}$ .

$$Ca = N_{ca} = \frac{\mu a \dot{\Gamma}}{\sigma \cos \theta}, \dots\dots\dots(3.4.4)$$

En donde:

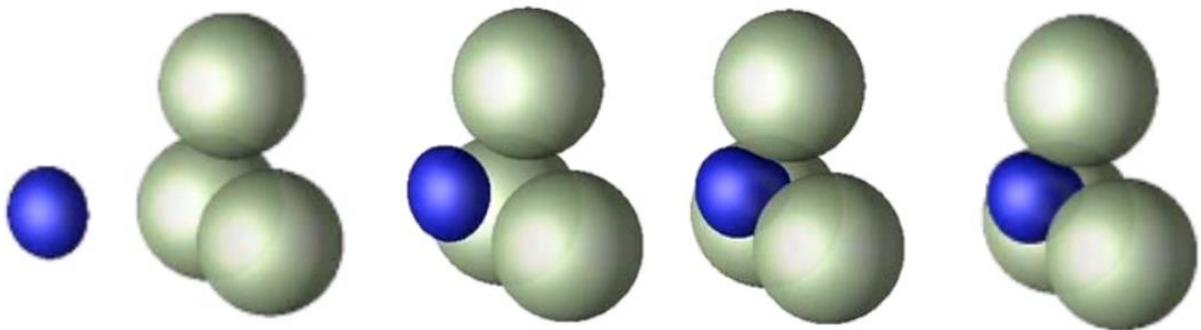
$a = \text{radio del ganglio de petróleo, [m]}$

---

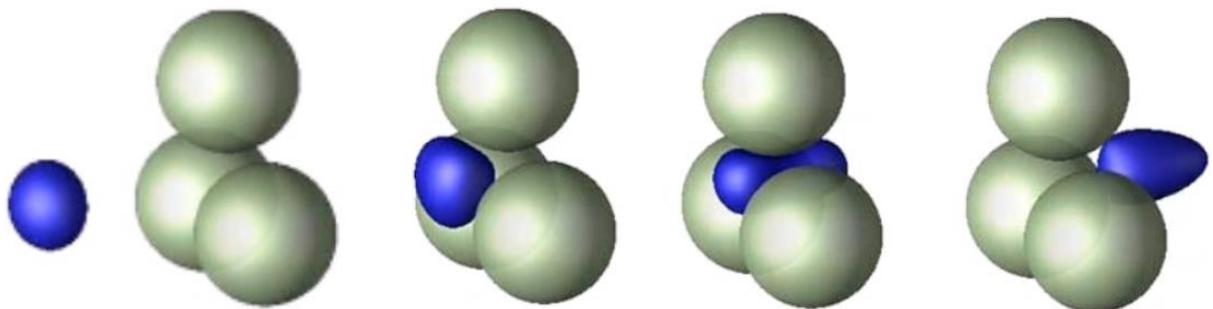
$$\dot{\gamma} = \text{Tasa de corte}, \left[ \frac{1}{\text{Seg}} \right]$$

En este caso, mientras más pequeño sea el número capilar, indica que las fuerzas de tensión interfacial son mayores que las fuerzas viscosas; y por consiguiente, si la gota trata de pasar a través de una garganta de poro, no podrá, ya que las fuerzas viscosas no tienen la suficiente energía para deformar la gota y lograr que pase por la garganta de poro más pequeña que la gota; esquemáticamente se muestra en la **Figura III.14**.

Si se tienen números capilares mayores a  $10^{-5}$ , las fuerzas viscosas pueden en algunos casos ser capaces de neutralizar las fuerzas que se oponen a la deformación del ganglio de petróleo, debido a que la tensión interfacial ha disminuido; por consiguiente el ganglio se deforma y puede pasar a través de la garganta de poro **Figura III.15**.



**Figura III.14** Comportamiento de un ganglio de petróleo en un medio poroso con número capilar pequeño (fuerzas viscosas menores a las fuerzas capilares).



**Figura III.15** Comportamiento de un ganglio de petróleo en un medio poroso con número capilar grande (fuerzas viscosas más grandes).

---

### III.4.2 Número de Bond

El número de Bond o también llamado número de Eötvös, es un grupo adimensional utilizado en el análisis del flujo de fluidos, que caracteriza la relación de las fuerzas gravitacionales a las fuerzas capilares. Es una relación que matemáticamente se define como:

$$N_B = \frac{\Delta\rho g L}{\sigma \cos \theta} , \dots\dots\dots(3.4.5)$$

En donde:

$N_B$  = *Número de Bond*

$\Delta\rho$  = *Diferencia de densidades*

$g$  = *aceleración gravitacional*

$\sigma$  = *Tensión interfacial*

$\theta$  = *Ángulo de contacto*

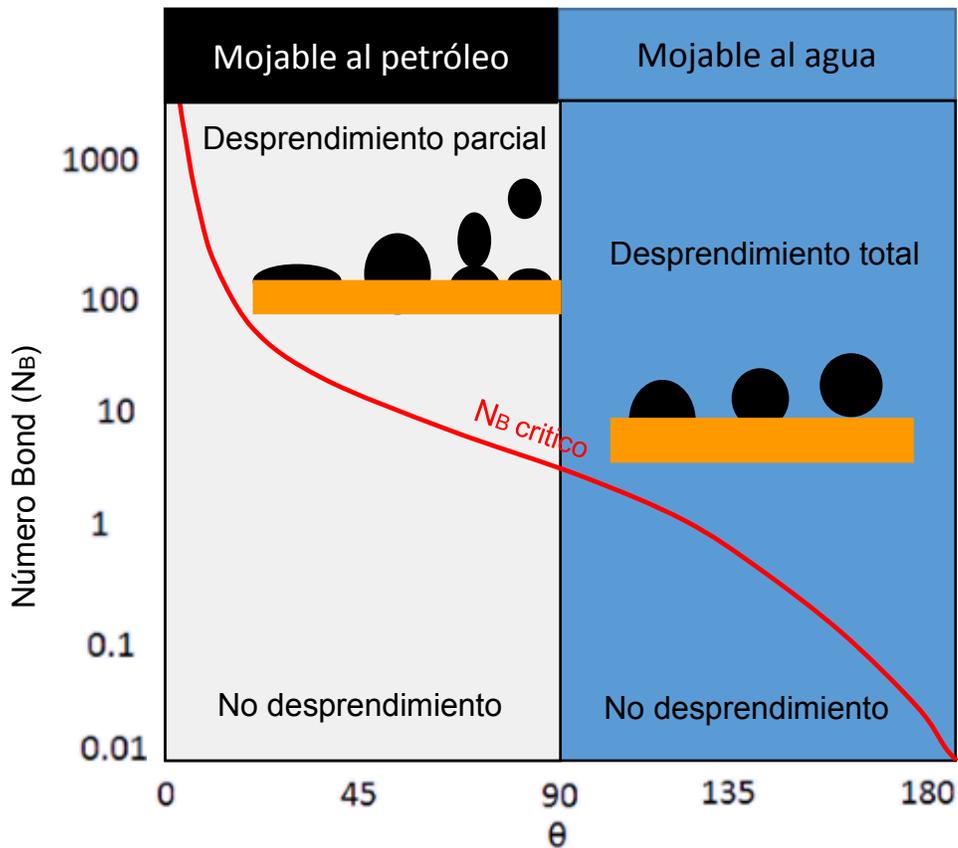
$L$  = *Longitud característica (radio capilar o radio de la gota)*

En la **Figura III.16** se observa el comportamiento de  $N_B$  con respecto a la mojabilidad de la superficie sólida donde se encuentra la gota, puede identificarse que existe un valor crítico del número de Bond (línea roja en la figura III.14) en el cual se desprende la gota de la superficie, esto sucede porque se rompe el balance de fuerzas que mantienen retenida la gota; También puede identificarse que para la mojabilidad al petróleo, se necesita un mayor número de Bond para que se desprenda la gota, debido que es retenida con mayor fuerza.

Para un medio poroso, la longitud característica se reemplaza por la permeabilidad efectiva del medio.

$$N_B = \frac{\Delta\rho g K k_{rw}}{\sigma \cos \theta} , \dots\dots\dots(3.4.6)$$

$K$  = *Permeabilidad absoluta*



$k_{ra}$  = Permeabilidad relativa al medio mojante

Figura III.16 Comportamiento de una gota de petróleo respecto al número de Bond y la mojabilidad. <sup>43</sup>

### III.4.3 Número total de entrapamiento

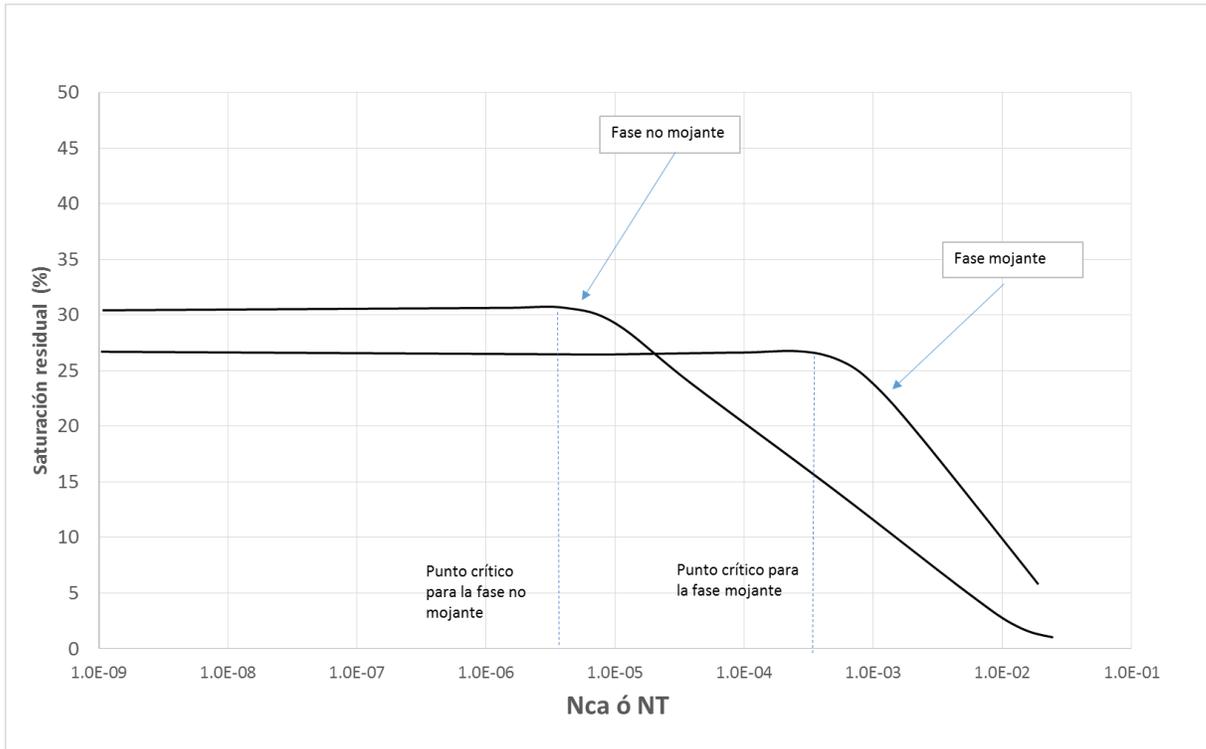
El número total de entrapamiento también es un número adimensional que relaciona las fuerzas viscosas y las fuerzas de flotación con respecto a las fuerzas capilares, básicamente integra el número capilar y el número de Bond, matemáticamente se define como <sup>38</sup>:

$$N_T = \sqrt{N_B^2 + 2N_{Ca}N_B \text{Sen } \alpha + N_{Ca}^2} , \dots\dots\dots(3.4.7)$$

En donde:

$\alpha = \text{Angulo de la dirección de flujo respecto al eje horizontal}$

Si se grafica el número total de atrapamiento respecto a la saturación residual de alguna de las fases, se puede identificar el valor del  $N_T$  al cual empieza a reducirse la saturación residual (ver **Figura III.17**), la cual se encuentra en  $10^{-5}$  y  $10^{-3}$  dependiendo de si es la fase mojante o la no mojante.



**Figura III.17** Comportamiento de la saturación residual respecto a  $N_{ca}$  ó  $N_T$ .

### III.5 Movilidad y Relación de Movilidades

La movilidad es un factor de proporcionalidad que mide la facilidad con la que un fluido se mueve a través de un medio poroso debido a un gradiente de presión respecto a una longitud. Matemáticamente se puede deducir de la ecuación de *Darcy*, la cual describe el flujo de fluidos en medios porosos y relaciona la velocidad superficial de un fluido debido a un gradiente de presión:

$$u_i = \frac{K}{\mu} \frac{dp}{dx} , \dots\dots\dots(3.5.1)$$

En donde:

---

$u_i = \text{velocidad superficial del fluido } i$

$x = \text{longitud}$

El subíndice  $i$  representa un fluido en particular que puede ser agua ( $w$ ), petróleo ( $o$ ) o gas ( $g$ ). La movilidad ( $\lambda_i$ ) es la relación de la permeabilidad respecto a la viscosidad referentes al fluido  $i$ .

$$\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i}, \dots\dots\dots(3.5.2)$$

Cuando un fluido desplaza a otro, la razón de movilidad ( $M$ ) del fluido desplazante es definida como la movilidad del fluido desplazante dividido por la movilidad del fluido desplazado.

$$M = \frac{\lambda_{\text{desplazante}}}{\lambda_{\text{desplazado}}} = \frac{\frac{k_{\text{desplazante}}}{\mu_{\text{desplazante}}}}{\frac{k_{\text{desplazado}}}{\mu_{\text{desplazado}}}}, \dots\dots\dots(3.5.3)$$

Una consideración muy importante en la razón de movilidades, es la saturación de fluidos atrás del frente de invasión, ya que cambia conforme el frente de invasión avanza (la movilidad de los fluidos desplazantes debe evaluarse a la permeabilidad relativa que se presente a la saturación promedio atrás del frente), entonces la movilidad de los fluidos desplazantes en el caso de inyección de agua sería:

$$M = \frac{\frac{k_{ro@S_o} + k_{rw@S_w}}{\mu_o} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}}, \dots\dots\dots(3.5.4)$$

En donde:

$k_{ro@S_o} = \text{Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación promedio atras del frente}$

$k_{rw@S_w} = \text{Permeabilidad relativa al agua a la saturación promedio atras del frente}$

$k_{ro} = \text{Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación adelante del frente de invasión}$

$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite}$

$\mu_w = \text{Viscosidad del agua}$

Con base a la definición de la relación de movilidades, es evidente que para que una relación de movilidades sea favorable, tiene que ser menor a uno, ya que la movilidad del

---

fluido desplazado debe ser mayor que la del fluido desplazante. Si esta condición no se cumple y mientras la relación de movilidad sea más desfavorable (mayor a uno), se presenta el fenómeno de “interdigitación viscosa”, que no es más que la penetración del fluido desplazante en el fluido desplazado heterogéneamente, como se muestra en las **Figuras III.18**.



**Figura III.18 Frente de desplazamiento para un proceso miscible con una relación de movilidad desfavorable.** <sup>52</sup>

### **III.6 Heterogeneidad**

Los yacimientos carbonatados presentan índices de heterogeneidad altos, debido a su compleja estructura ocasionada por la naturaleza de los sistemas sedimentarios asociados. Los carbonatos son rocas sedimentarias depositadas en ambientes marinos de aguas claras, someras y cálidas; y en su mayoría poseen un origen biológico. Están compuestas por fragmentos de organismos marinos, esqueletos, corales, algas y elementos precipitados; y en su mayor parte consisten de carbonato de calcio.

Una diferencia clave entre las rocas clásticas y las rocas carbonatadas, es la distancia existente entre el sitio donde se creó el sedimento y aquél en donde se depositó. Mientras que la sal y el limo pueden viajar cientos de kilómetros por los sistemas fluviales antes de su depositación y litificación, los granos que componen los sedimentos carbonatados se depositan muy cerca del lugar en que se crearon. Esta depositación local contribuye significativamente a la heterogeneidad de los granos de carbonatos. Una vez formada la roca carbonatada, una diversidad de procesos químicos y físicos comienza a alterar la estructura de la roca, modificando las características fundamentales, tales como la porosidad y la permeabilidad. Esto se conoce como diagénesis. En el momento de la depositación, los sedimentos carbonatados a menudo poseen porosidades muy altas (35% - 75%) <sup>2</sup>; sin embargo, estos valores decrecen bruscamente a medida que el

---

sedimento es alterado y sepultado. En consecuencia, los yacimientos carbonatados exhiben variaciones grandes y abruptas en la distribución de propiedades (ver **Figura III.19**).

La porosidad de las rocas carbonatadas puede agruparse en tres tipos: porosidad conectada, existente entre los granos de carbonato; vesículas, que son poros desconectados, resultantes de la disolución de la calcita en agua durante la diagénesis; y porosidad por fracturamiento, que es causado por los esfuerzos presentes luego de la depositación. En conjunto, estas tres formas de porosidad crean un camino muy complejo para los fluidos y generan canales preferentes de flujo, dejando zonas aisladas donde la permeabilidad es menor. <sup>2</sup>



**Figura III.19** Porosidad compleja en rocas carbonatadas.

Todos los yacimientos contienen una cierta cantidad de fracturas naturales. Sin embargo, desde un punto de vista geológico y de ingeniería de yacimientos, sólo se toman como yacimientos "naturalmente fracturados" aquellos donde las fracturas tienen un gran efecto, bien sea positivo o negativo en la productividad. Los yacimientos

---

naturalmente fracturados difieren de los yacimientos homogéneos desde el punto de vista geológico, petrofísico, económico y de producción. Se puede pensar en un yacimiento fracturado como un sistema inicialmente homogéneo cuyas propiedades físicas se han deformado o alterado durante su depositación o durante el proceso físico de diagénesis.

En general, las fracturas se encuentran en un medio poroso heterogéneo en el cual las aberturas (fisuras y fracturas) varían en tamaño, desde unos cuantos milímetros de espesor hasta un centímetro. Las fracturas y aberturas de gran tamaño forman vórgulos y canales interconectados, mientras que las hendiduras finas forman un sistema de bloques; estos últimos forman el cuerpo principal del yacimiento.

Adicionalmente a las propiedades, tanto de la matriz como de la fracturas mencionadas, el Dr. Aguilera<sup>2</sup> recomienda: (1) clasificar el yacimiento desde un punto de vista geológico teniendo en mente que las fracturas pueden ser tectónicas, regionales o de contracción, (2) evaluar el sistema de porosidad, (3) cuantificar la capacidad de almacenamiento relativa de hidrocarburos de la matriz y de las fracturas, y (4) tener una idea clara con respecto a la interacción existente entre la matriz y las fracturas.

### **III.6.1 Clasificación Geológica**

Desde un punto de vista geológico, las fracturas pueden clasificarse como tectónicas (convergentes, divergentes y transformantes), regionales, de contracción (diagenéticas) y las encontradas en superficie. Históricamente la mayoría de la producción ha sido obtenida de fracturas tectónicas.<sup>2</sup>

A la hora de desarrollar y modelar los yacimientos fracturados, la capacidad de comprender y predecir las características de los sistemas de fracturas es esencial. La complejidad de los sistemas de fracturas naturales se capta en los métodos descriptivos, genéticos y geométricos que los geocientíficos emplean para clasificar las fracturas naturales. El conocimiento de los tipos de fracturas mejora la simulación del flujo de fluidos a través de las fracturas, porque los diversos tipos de fracturas conducen el fluido en forma diferente. Para apreciar los esquemas de clasificación comunes, se necesita un conocimiento básico de cómo se desarrollan las fracturas naturales.

En el laboratorio, los tipos de fracturas se dividen en dos grupos relacionados con su modo de formación: las fracturas por esfuerzo de corte (cizalla), que se forman con la cizalla paralela a la fractura y las fracturas por esfuerzos de tensión que se forman con una tracción perpendicular a la fractura.

### **III.6.2 Clasificación de porosidad**

- Porosidad absoluta ( $\emptyset$ ): se define como el volumen de los espacios vacíos ( $V_v$ ) o volumen poroso ( $V_p$ ) por unidad de volumen total de roca ( $V_t$ ), y se expresa en porcentaje:

$$\emptyset = \frac{V_v}{V_t} \times 100, \dots\dots\dots(3.6.1)$$

- Porosidad efectiva ( $\emptyset_e$ ): La porosidad efectiva se conoce también como porosidad accesible o comunicada, y se define como el volumen de poros comunicados entre sí y con el exterior ( $V_c$ ) por unidad de volumen total de roca ( $V_t$ ), y se expresa en porcentaje:

$$\emptyset_e = \frac{V_c}{V_t} \times 100, \dots\dots\dots(3.6.2)$$

Es posible realizar estimaciones preliminares de las características productivas de los tipos de porosidad en yacimientos comunes siguiendo una clasificación propuesta por Coalson, E. B., Hartmann, D. J., y Thomas, J. B<sup>15</sup>. En esta clasificación, las clases de porosidad son definidas primero por la geometría de los poros, y en segundo lugar por el tamaño de los mismos. Incluidas en la geometría, están las siguientes categorías generales de poros: ítergranular, ítercristalina, vúgulos y fracturas. La combinación de cualquiera de ellos puede dar origen a un comportamiento de doble porosidad, o incluso, a una multiporosidad.

### III.6.2.1 Porosidad ítergranular

Esta se genera durante el proceso de sedimentación, y se rellena con cemento o con matriz micrítica (o vacía). Es un tipo de porosidad primaria, típica de areniscas y carbonatos, caracterizada por presentar buena conectividad y permeabilidad (ver **Figura III.20**). En este tipo de arreglos la porosidad efectiva ( $\emptyset_e$ ) es casi equivalente a la porosidad absoluta ( $\emptyset$ ).

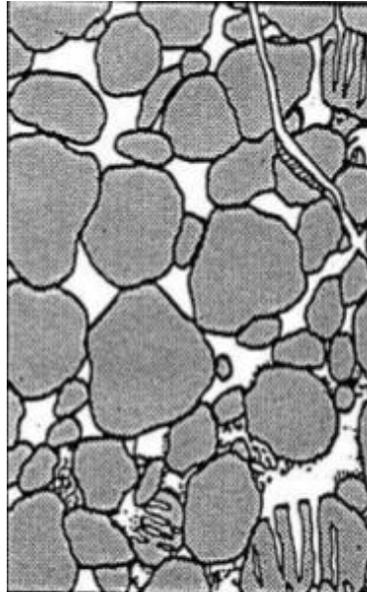


Figura III.20 Porosidad intergranular.

### III.6.2.3 Porosidad de vugulos

Este tipo de porosidad se da principalmente en rocas carbonatadas y es resultado de los procesos de depositación y/o por la disolución de material calcáreo como se muestra en la **Figura III.21**.

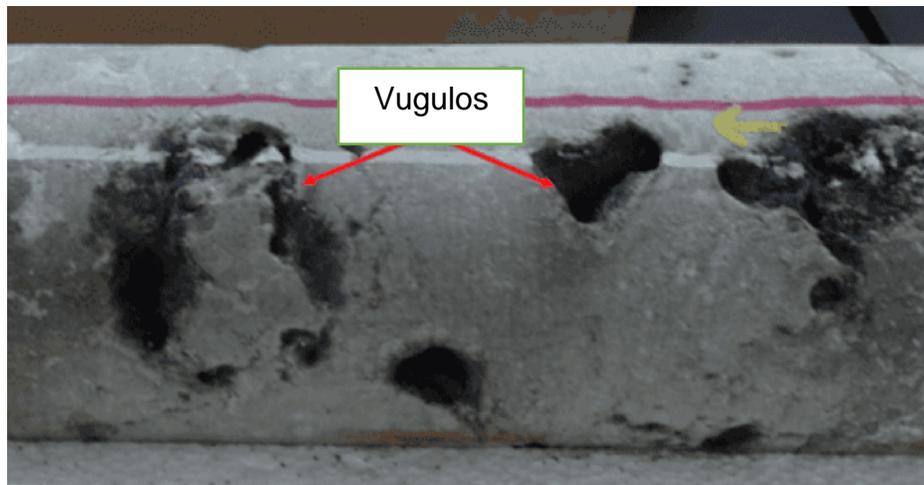


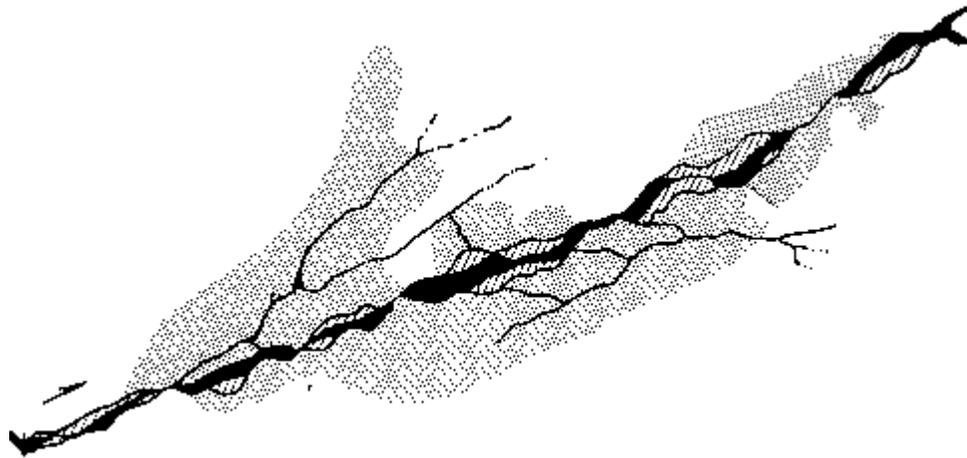
Figura III.21 Porosidad vugulár en una muestra de roca carbonatada.

### III.6.2.4 Porosidad de fractura

Es la porosidad resultante como consecuencia de las aperturas ocasionadas por el rompimiento o resquebrajamiento de una roca, que aunque porosa, no permite el paso de fluidos a través de sus poros. Se da en cualquier roca que sea frágil a los esfuerzos,

---

o bien por reducción de volúmenes debido a enfriamiento, se presenta en etapas diagenéticas avanzadas como se muestra esquemáticamente en la **Figura III.22**.



**Figura III.22** Esquema de la porosidad por fracturas.

### **III.6.3 Capacidad de almacenamiento**

Desde un punto de vista de almacenamiento, Aguilera<sup>2</sup> establece que los yacimientos fracturados pueden ser clasificados como Tipo *A*, *B* o *C*. Muchos yacimientos que de no tener fracturas no serían productivos, su explotación es comercialmente viables gracias a la presencia de fracturas.

- En yacimientos de *Tipo A* la mayoría de los hidrocarburos almacenados están en la porosidad de la matriz y una cantidad pequeña se encuentra en las fracturas. La matriz, típicamente tiene una baja permeabilidad, mientras que las fracturas naturales tienden a tener una permeabilidad mucho más grande.
- En los yacimientos de *Tipo B* aproximadamente la mitad de los hidrocarburos almacenados están en la matriz y la otra mitad en las fracturas. La matriz es de baja porosidad y las fracturas son más permeables que la matriz.
- En yacimientos *Tipo C* el hidrocarburo almacenado se encuentra en las fracturas y no existe aportación de la matriz. Por lo tanto, en este caso las fracturas proveen, tanto el almacenamiento, como la capacidad para lograr una producción comercialmente rentable.

---

## IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DEL MECANISMO ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN

La metodología de evaluación experimental del mecanismo óptimo de producción es la propuesta a continuación: esta metodología se basó en la medición de presiones capilares (drene, imbibición espontánea e imbibición forzada) por el método de la centrifuga, con estos experimentos se identifica el valor de las variables (mojabilidad y tensión interfacial) con el que más petróleo se produce por desplazamiento forzado y espontáneo en un sistema roca-fluidos en particular, tomando como datos de análisis los puntos extremos de las curvas de presión capilar, así como su comportamiento.

El diseño de la metodología experimental consideró la evaluación del efecto por separado de cada variable (tensión interfacial y mojabilidad), para ello se dividió en dos fases:

1. La primera fase consistió en evaluar el efecto de la mojabilidad sin alterar la tensión interfacial de los fluidos, para ello se realizaron tres series de experimentos.

Esta primera fase se subdividió en tres etapas donde el objetivo de cada etapa fue el siguiente:

**a) Primera Fase etapa a (1a):** Consistió en evaluar las curvas de presión capilar (imbibición espontánea y forzada) con mojabilidad natural al medio (mojabilidad al agua debido al lavado de las muestras con solventes), para ello se realizaron los pasos siguientes:

- *Saturación de la roca al 100% de agua de producción*
  1. *1er Drene (agua de producción y petróleo muerto)*
  2. *1er Imbibición espontánea y forzada (agua de producción y petróleo muerto)*

Nota: inicialmente las muestras de roca presentan una mojabilidad al agua debido al tratamiento de lavado con tolueno y aminas para retirar toda la materia orgánica.

**b) Primera Fase etapa b (1b):** Consistió en evaluar las curvas de presión capilar (imbibición espontánea y forzada) con mojabilidad preferente hacia el petróleo. Para ello se añejaron las muestras de roca por treinta días<sup>51</sup> a temperatura ambiente en petróleo muerto del yacimiento, para que los ácidos carboxílicos presentes en el petróleo se adsorbieran en la roca. Se retomaron las muestras de la fase "1a" y se realizaron los siguientes pasos:

- 
3. *Añejamiento en petróleo muerto (cambio de mojabilidad al petróleo)*
  4. *2do Drene (agua de producción y petróleo muerto)*
  5. *2da Imbibición espontánea y forzada (agua de producción y petróleo muerto)*

**c) Primera Fase etapa c (1c):** Consistió en evaluar las curvas de presión capilar (**imbibición espontánea y forzada**) con mojabilidad restaurada al agua. Para ello se sometió la muestra de roca a una solución de  $Na_2SO_4$  al 0.1 % peso; Esta reacción cambió la mojabilidad de la roca previamente añejada en petróleo, ya que desorbió los ácidos carboxílicos y restauró la mojabilidad al agua. Se retomaron las muestras de la fase "1b" continuando con los pasos siguientes:

6. *Añejamiento en disolución de  $Na_2SO_4$  con agua de producción*
7. *3er Drene (petróleo muerto y agua de producción)*
8. *3ra Imbibición espontánea y forzada (petróleo muerto y agua de producción)*

2. En la segunda fase se midió el efecto de la tensión interfacial en los mismos sistemas de roca y fluidos (roca Caliza Indiana, agua de producción y petróleo muerto del yacimiento). Para ello se utilizó un surfactante diseñado en la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera (USIP UNAM); que probó ser muy estable con los fluidos del yacimiento a las condiciones del campo (92 °C y 3,200 psi) a una concentración de 0.1% peso. Este tensoactivo "USIP TEN-01" logra disminuir la tensión a valores ultra bajos (0.0002 mN/m).

La tensión interfacial de estos fluidos se midió con un tensiómetro de gota giratoria, el cual reportó un valor de 0.0002 (mN/m).

Esta segunda fase también se subdividió en tres etapas, para las cuales los objetivos fueron los siguientes:

**a) Segunda Fase etapa a (2a):** Consistió en evaluar las curvas de presión capilar (**imbibición espontánea y forzada**) con la mojabilidad al agua y TIF a ultrabajos valores; Con el agua de formación y el tensoactivo "USIP TEN-01" se realizó una mezcla al 0.1% peso. Se siguieron los siguientes pasos:

- *Saturación de la roca al 100% de agua de formación*
1. *1er Drene (petróleo muerto y agua de producción)*
2. *1er Imbibición espontánea y forzada (petróleo muerto y disolución de tensoactivo "USIP TEN-01")*

---

**b) Segunda Fase etapa b (2b):** Consistió en evaluar las curvas de presión capilar (imbibición espontánea y forzada) con mojabilidad preferente hacia el petróleo. Para ello se añejaron las muestras de roca por treinta días<sup>51</sup> a temperatura ambiente en petróleo muerto y se utilizó el tensoactivo "USIP TEN-01" a una concentración de 0.1% peso en los experimentos de imbibición que redujo la *TIF* de 22.5 mN/metro a 0.0002 mN/metro). Los pasos experimentales fueron los siguientes:

➤ *Saturación de la roca al 100% de agua de producción*

1. *1er Drene (petróleo muerto )*
2. *Añejamiento en petróleo muerto por 30 días a temperatura y presión ambiente*
3. *2do Drene (petróleo muerto)*
4. *1ra Imbibición espontánea y forzada (disolución de tensoactivo "USIP TEN-01" )*

**c) Segunda Fase etapa c (2c):** Consistió en evaluar las curvas de presión capilar (imbibición espontánea y forzada) con mojabilidad restaurada hacia el agua. Para ello se sometió la muestra de roca a una solución de  $Na_2SO_4$  al 0.1% peso después del añejamiento, posteriormente en los experimentos de imbibición se usó el tensoactivo "USIP TEN-01", siguiendo la secuencia de pasos siguiente:

➤ *Saturación de la roca al 100% de agua de producción*

1. *1er Drene (petróleo muerto y agua de producción)*
2. *Añejamiento en petróleo muerto por 30 días a temperatura y presión ambiente*
3. *2do Drene (petróleo muerto y agua de producción)*
4. *1ra Imbibición espontánea y forzada (petróleo muerto y  $Na_2SO_4$ )*
5. *3er Drene (petróleo muerto y agua de producción)*
6. *2da Imbibición espontánea y forzada (disolución de tensoactivo "USIP TEN-01" )*

En resumen, las diferentes etapas de experimentación y los pasos de cada una se presentan en la **Tabla IV.1**.

Experimento		Pasos seguidos en la experimentación
Fase 1 (TIF Alta)	a) mojabilidad al agua	<ol style="list-style-type: none"> <li>1er Drene (petróleo muerto)</li> <li><b>1er Imbibición espontánea y forzada (agua de producción)</b></li> </ol>
	b) mojable al petróleo (Añejado)	<ol style="list-style-type: none"> <li>Añejamiento en petróleo muerto (cambio de mojabilidad al petróleo)</li> <li>2do Drene (petróleo muerto)</li> <li><b>2da Imbibición espontánea y forzada (agua de producción)</b></li> </ol>
	c) Restauración de mojabilidad al agua	<ol style="list-style-type: none"> <li>Añejamiento en disolución de <math>Na_2SO_4</math> con agua de formación</li> <li>3er Drene (petróleo muerto)</li> <li><b>3ra Imbibición espontánea y forzada (agua de formación)</b></li> </ol>
Fase 2 (TIF ultra baja)	a) mojabilidad al agua	<ol style="list-style-type: none"> <li>1er Drene (petróleo muerto)</li> <li><b>1er Imbibición espontánea y forzada (disolución de tensoactivo)</b></li> </ol>
	b) mojable al petróleo (Añejado)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1er Drene (petróleo muerto)</li> <li>Añejamiento en petróleo muerto (cambio de mojabilidad al petróleo)</li> <li>2do Drene (petróleo muerto)</li> <li><b>2da Imbibición espontánea y forzada (disolución de tensoactivo)</b></li> </ol>
	c) Restauración de mojabilidad al agua	<ol style="list-style-type: none"> <li>1er Drene (petróleo muerto)</li> <li>Añejamiento en petróleo muerto (cambio de mojabilidad al petróleo)</li> <li>2do Drene (petróleo muerto)</li> <li>2da Imbibición espontánea y forzada (disolución de <math>Na_2SO_4</math>)</li> <li>3er Drene (petróleo muerto)</li> <li><b>3ra Imbibición espontánea y forzada (disolución de tensoactivo)</b></li> </ol>

Tabla IV.1 Resumen de la metodología de experimentación.

Como mecanismo de evaluación y para tener más datos que pudieran corroborar los resultados, se utilizaron tres muestras de roca en cada experimento, las características de cada una se presentan en la **Tabla IV.2**

ID	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Caliza Indiana
M502	18.4	73.1	
M503	19.4	63.6	
M504	18.0	72.8	
M512	17.1	182.0	
M513	18.5	98.9	
M514	17.4	124.0	
M516	18.4	366.8	
M517	9.4	86.3	
M518	18.1	93.5	

**Tabla IV.2** Propiedades de las rocas utilizadas.

Nota: el detalle de las características de cada muestra de roca, se encuentran en la sección **X RESULTADOS EXPERIMENTALES**.

Los experimentos de presión capilar se realizaron por el método de la centrífuga, utilizando el equipo *URC-628 ULTRA ROCK CENTRIFUGUE*, del fabricante *CORETEST SYSTEMS, INC*; el equipo se muestra en la **Figura IV.1**.

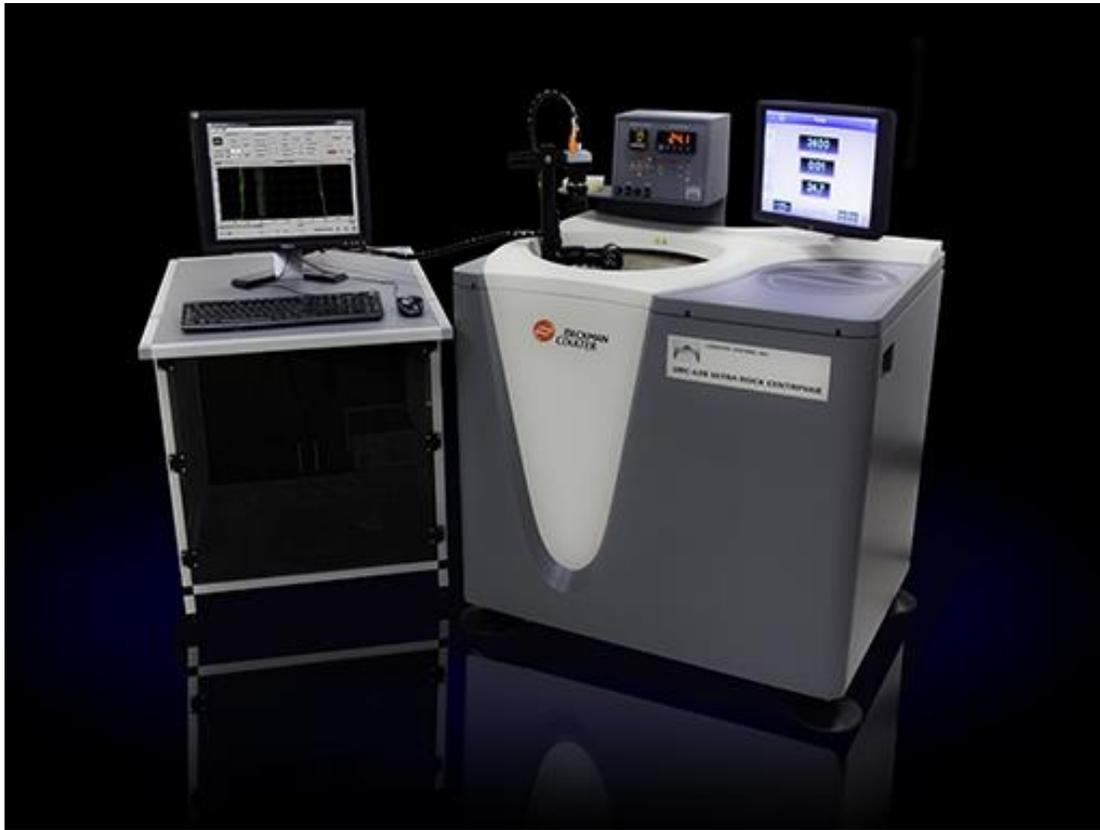
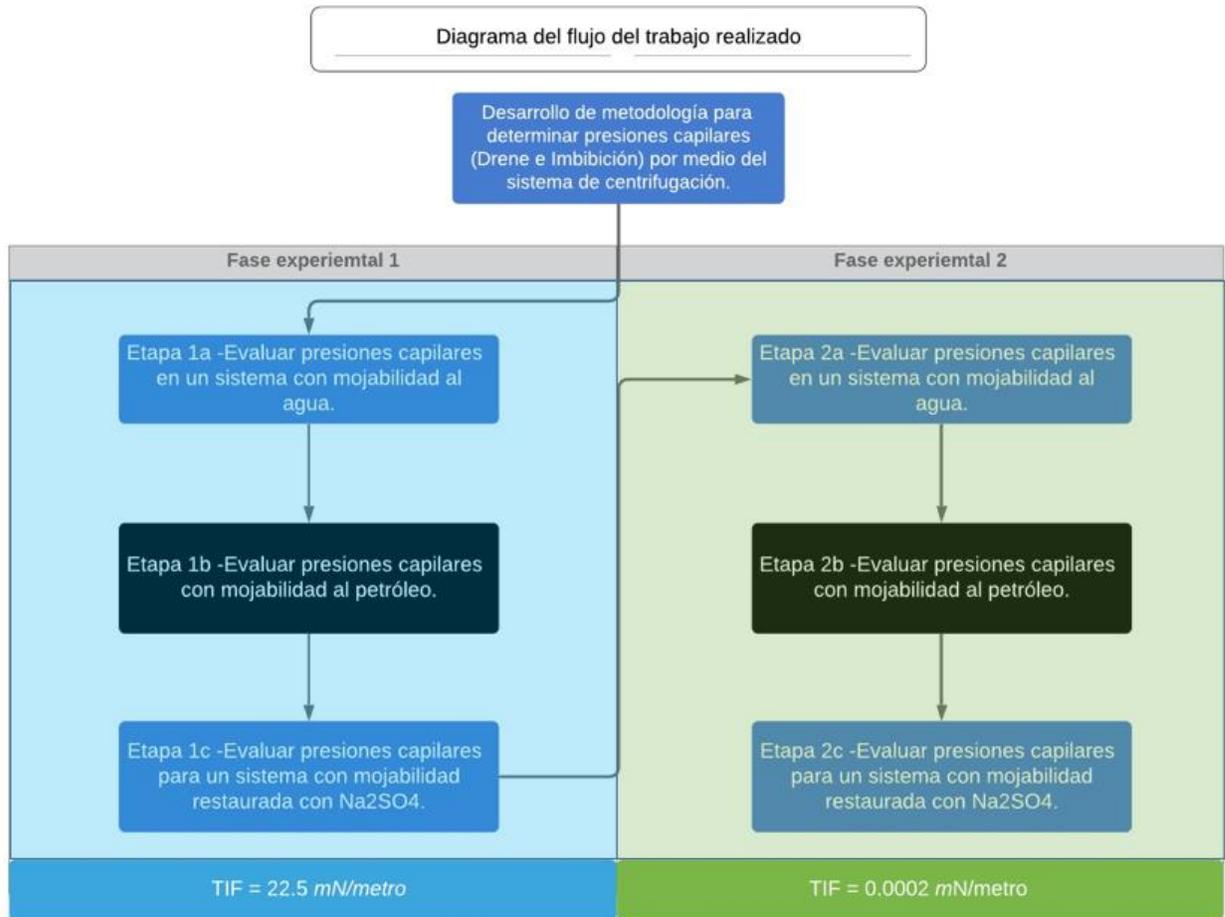


Figura IV.1 Equipo de medición de presiones capilares (CORETEST SYSTEMS Inc.).

## V. RESULTADOS EXPERIMENTALES

A método de resumen, se presenta un diagrama de flujo, en donde se indica secuencialmente el trabajo que se realizó.

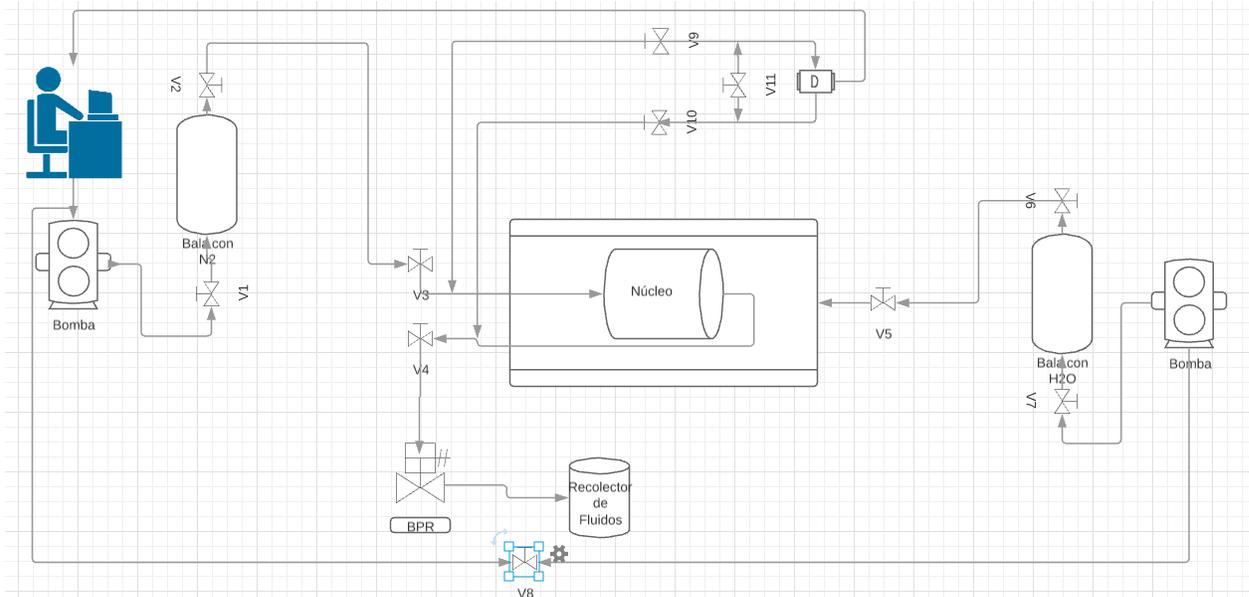


**Figura V.1 Diagrama del trabajo realizado.**

### **V.1 Caracterización de la roca (*Caliza Indiana*).**

Las propiedades petrofísicas de la roca fueron medidas con un permeámetro diseñado en los laboratorios del centro de investigación de la UNAM (USIP UNAM).

El diagrama del sistema propuesto que permitió hacer la caracterización de las rocas, que se muestra a continuación:



**Figura V.2 Diagrama del permeámetro.**

Esencialmente el sistema consiste en una bomba Quisix QS, Core Holder, Backup pressure valve (BPR), controladores de temperatura, dispositivo de presión diferencial Validyne con capacidad de medir 500 psi de diferencial (incertidumbre +/- 0.5 psi), bomba manual, medidores de presión Cristal con capacidad de medir 5000 psi de diferencial (incertidumbre +/- 5 psi), líneas de un octavo de pulgada de acero inoxidable y válvulas manuales, ensamblado como se muestra en la **Figura V.3**.



---

**Figura V.3 Permeámetro.**

Las rocas utilizadas en este estudio fueron Caliza de la formación Bedford. Estas rocas fueron extraídas de afloramientos de formaciones muy bien caracterizadas en Estados Unidos. Las características generales son las que se muestran en la **Tabla V.1**. Es importante hacer notar que las características que reporta el proveedor son propiedades promedio y la caracterización de cada muestra fue medida en el centro de investigación.

Indiana Limestone	
<b>Formation</b>	Bedford
<b>Permeability</b>	70 mD- Brine Permeability; 200 mD- Gas Permeability
<b>Porosity</b>	19%
<b>UCS</b>	5,000 psi
<b>Dimensions</b>	L=7cm D=1.5"
<b>Homogeneous</b>	YES

**Tabla V.1 Características de la roca Caliza Indiana.**

En la **Figura V.4** y **V.5** se muestran planos trasversal y vertical de la roca, donde es posible apreciar cualitativamente la porosidad.



**Figura V.4 Plano trasversal de la Caliza (Indiana).**



**Figura V.5 Plano horizontal de la Caliza (Indiana).**

Las condiciones de operación, resultados de la caracterización petrofísica y diagrama de propiedades petrofísicas (porosidad VS permeabilidad) de las muestras, se muestran en la **Tabla V.2, V.3 y Figura V.6**, respectivamente:

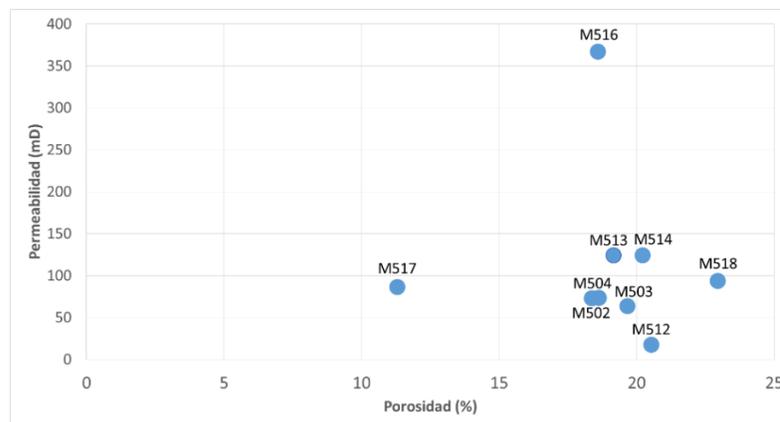
Condiciones Experimentales	
Temperatura (°C)	23
Presión (PSI)	1000
Presión de Confinamiento (PSI)	1500

**Tabla V.2 Condiciones de caracterización petrofísica.**

ID	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Volumen Bruto (cm <sup>3</sup> )	Peso (gr)	ϕ %			Permeabilidad al agua (mD)	Vol. Poroso (ml)
					N <sub>2</sub>	Agua	Balace de masa		
M502	5.04	3.79	56.92	123.0	18.78	18.63	18.36	73.10	10.45
M503	5.12	3.75	56.55	120.7	19.01	19.67	19.40	63.62	10.97
M504	5.07	3.79	57.18	124.7	19.21	18.58	18.05	72.81	10.32
M512	5.03	3.75	55.61	119.6	19.35	20.54	17.07	182.00	9.79
M513	5.07	3.79	57.24	123.4	19.81	19.17	18.51	98.91	10.71
M514	5.05	3.79	57.08	124.7	20.38	20.22	17.41	124.00	10.03
M516	5.07	3.80	57.63	124.4	19.62	18.59	18.38	366.78	10.60
M517	5.90	3.79	66.60	125.7	14.16	11.31	9.41	86.31	5.40
M518	5.00	3.79	56.48	122.1	17.32	22.95	18.05	93.50	10.20

**Tabla V.3 Características particulares de cada muestra de roca.**

**Nota:** La porosidad se mide por tres métodos (Balance de masa, Inyección de Agua e Inyección de Nitrógeno), los cuales son aproximados, sin embargo hay un porcentaje de error promedio entre los métodos de 3.1 %. Las metodologías para medir la porosidad se encuentran en la sección **V.1.1 Metodología experimental para medir porosidad**. Para realizar los cálculos se tomaron los datos de porosidad con agua.



**Figura V.6 Distribución de propiedades petrofísicas de las muestras utilizadas.**

Los fluidos utilizados para medir la porosidad y permeabilidad de las rocas fueron los siguientes:

Fluido		
ID	F1	F2
Nombre	N2	Agua Congénita
Viscosidad (cP)	0.018	1.06
Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )	6.28E-04	1.02
Temperatura (°C)	Ambiente	Ambiente
Salinidad (KPPM)	-	30.9

**Tabla V.4 Características de los fluidos utilizados en la caracterización petrofísica**

### V.1.1 Metodología experimental para medir porosidad

La porosidad fue medida de tres maneras:

1. Inyectando Nitrógeno

- 
2. Inyectando agua
  3. Balance de masa

A continuación se menciona la metodología utilizada en cada método.

#### **V.1.1.1 Inyección de Nitrógeno**

Procedimiento:

1. Extracción de aire de la muestra de roca.
  - a) Conectar bomba de vacío en la válvula V4.
  - b) Cerrar válvula V3.
  - c) Aplicar vacío al sistema durante 15 minutos.
2. Inyección y cuantificación de Nitrógeno a la muestra.
  - a) Represionar a *1000psi* por medio de la bomba el sistema hasta la válvula 3 que se encuentra cerrada, aislando el tramo que va de V3 a V4 donde se encuentra la muestra sometida a vacío.
  - b) Abrir la válvula 3 y mantener el sistema a presión constante de *1000psi*.
  - c) Medir el volumen inyectado a la muestra hasta que la presión se *1000psi* se estabilice.
  - d) Repetir el procedimiento hasta obtener por lo menos tres mediciones de volúmenes inyectados que sean consistentes entre ellos.

Con el volumen de las líneas del tramo que va de V3 a V4 previamente medido se puede calcular la porosidad de la roca con la siguiente expresión:

$$\emptyset = \frac{(\text{Volumen de N}_2 \text{ Inyectado})}{\text{Volumen total de la muestra}}, \dots \dots \dots (5.1.1)$$

Esta expresión matemática permite calcular la fracción porosa de la muestra.

---

### V.1.1.2 Inyección de Agua

En este caso se sigue la misma metodología previamente explicada para la inyección de nitrógeno, con la única deferencia de que sólo se puede hacer una vez, ya que una vez que entra el agua a los poros de la muestra, es muy difícil removerla. Es por ello que debe revisarse cuidadosamente todo el sistema para no cometer errores, ya que la medición de la porosidad es un parámetro crítico que se debe conocer exactamente para que los resultados experimentales sean válidos.

### V.1.1.3 Balance de masa

La metodología para medir porosidad por balance de masa es relativamente sencilla, consiste en pesar la muestra de roca totalmente seca y posteriormente pesar la roca 100% saturada de agua. El diferencial de pesos será la masa de agua que está alojada en el espacio poroso de la roca, conociendo la densidad del agua a las condiciones de operación, se puede calcular el volumen que ocupa la masa de fluido dentro de la muestra. La expresión matemática que permite calcular la porosidad por balance de masa es:

$$\emptyset = \frac{(\text{Peso de la roca } \%100 \text{ saturada} - \text{Peso de la roca seca})}{\rho_{w@c.o}(\text{Volumen bruto de la roca})}, \dots \dots \dots (5.1.2)$$

En donde:  $\emptyset = \text{Porosidad (Fracción)}$

$\rho_{w@c.o} = \text{Densidad del a las condiciones de operación}$

### V.1.2 Metodología experimental para medir permeabilidad

A continuación, se menciona el procedimiento para determinar la permeabilidad absoluta de una muestra de roca utilizada en estos experimentos, de acuerdo al sistema mostrado en la **Figura V.2**. Cabe mencionar que las pruebas de permeabilidad se llevan a cabo saturando el medio poroso con agua congénita. Además, las pruebas se realizaron a temperatura ambiente.

Procedimiento:

1. Preparación de equipo.
  - a. Verificar que las válvulas V1, V2, V3, V4 (línea para agua), V9, V10, (sensor de diferencial de presión) se encuentren abiertas.
2. Desplazar agua en el sistema.

- 
- a. Inyectar fluido a presión constante de *1000psi* hasta que la válvula reguladora de presión de salida (*BPR*) se abra, ya que esta calibrada para abrirse a *1000psi*.
  3. Medir diferencial de presión (entrada-salida de la muestra).
    - a. Verificar que las válvulas *V5, V6, V7* (línea para la presión de confinamiento) se encuentren cerradas.
  4. Obtener la permeabilidad.
    - a. Iniciar inyección de agua a un gasto de *0.5 ml/min* hasta estabilizar presión, verificar que exista flujo a la salida de la *BPR*.
    - b. Cambiar el gasto duplicando el anterior y dejar que estabilice el diferencial de presión.
    - c. Hacer esto con al menos cinco gastos.
    - d. Medir la permeabilidad para cada gasto de acuerdo a la ley de Darcy:

$$k = - \frac{q\mu L}{Ak\Delta p}, \dots \dots \dots (5.1.3)$$

En donde:

*k* = permeabilidad [Darcy]

*q* = gasto [cm<sup>3</sup>/s]

*μ* = viscosidad del fluido a temperatura del sistema [cp]

*L* = longitud del sistema [cm]

*A* = área de la sección transversal del sistema [cm<sup>2</sup>]

*Δp* = Diferencia de presión a través del sistema [atm]

## **V.2 Caracterización de los fluidos**

Los fluidos utilizados en la experimentación fueron:

- Petróleo muerto del campo evaluado

- Agua congénita del campo evaluado
- Disolución del tensoactivo "USIP TEN-01" con agua congénita a una concentración de 0.1% peso

### V.2.1 Caracterización del petróleo

La caracterización del petróleo consistió en mediciones de densidad y viscosidad a diferentes temperaturas, análisis SARA y análisis elemental de composición. Cada uno de estos estudios fue realizado a una muestra de un lote grande de muestra.

#### V.2.1.1 Densidad y Viscosidad

Temperatura °C	Densidad [gr/cm <sup>3</sup> ]	Viscosidad [cp]
22	0.88	25.8
37.8	0.87	12.9

Tabla V.5 Valores de viscosidad y densidad [22 °C, 37.8 °C y P<sub>atm</sub>].

#### V.2.1.2 Análisis SARA

	Composición [%]
Saturados	35.12
Aromáticos	39.86
Resinas	15.18
Asfáltenos	9.84

Tabla V.6 Resultados del análisis SARA.

#### V.2.1.3 Análisis elemental

	Composición [%]
Carbono	85.067
Hidrógeno	13.03
Oxígeno	----
Nitrógeno	1.317
Azufre	2.513

Tabla V.7 Resultados del análisis elemental.

### V.2.2 Caracterización del agua de formación

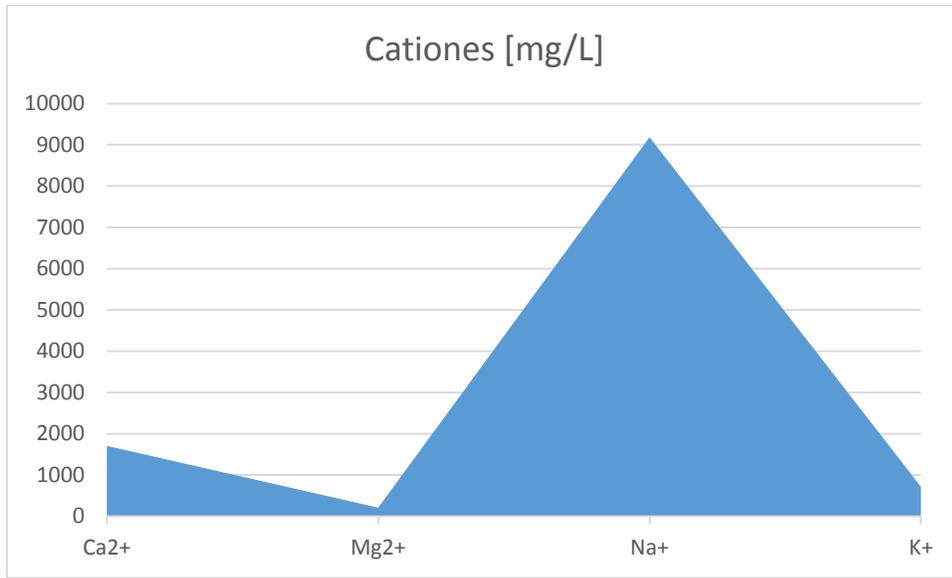
La caracterización del agua se realizó haciendo análisis Stiff & Davis, los cuales se reportan los resultados a continuación:

Parámetro	Valor
Dureza total [mg CaCO <sub>3</sub> /L]	5.1
Dureza de Calcio [mg CaCO <sub>3</sub> /L]	4.3
Cloruros totales [m gCL/L]	28.6
Alcalinidad total [mg CaCO <sub>3</sub> /L]	1.1
Sulfatos [mg SO <sub>4</sub> /L]	103.0
Conductividad [mS/cm]	47.8
Salinidad [KPPM]	30.9
pH	8.1
Temperatura [°C]	24.8
Densidad relativa [SG]	1.02
Sólidos Suspendidos Totales [gr/L]	25.0
Sólidos Disueltos Totales [gr/L]	29.6
Sólidos Totales [gr/L]	29.6

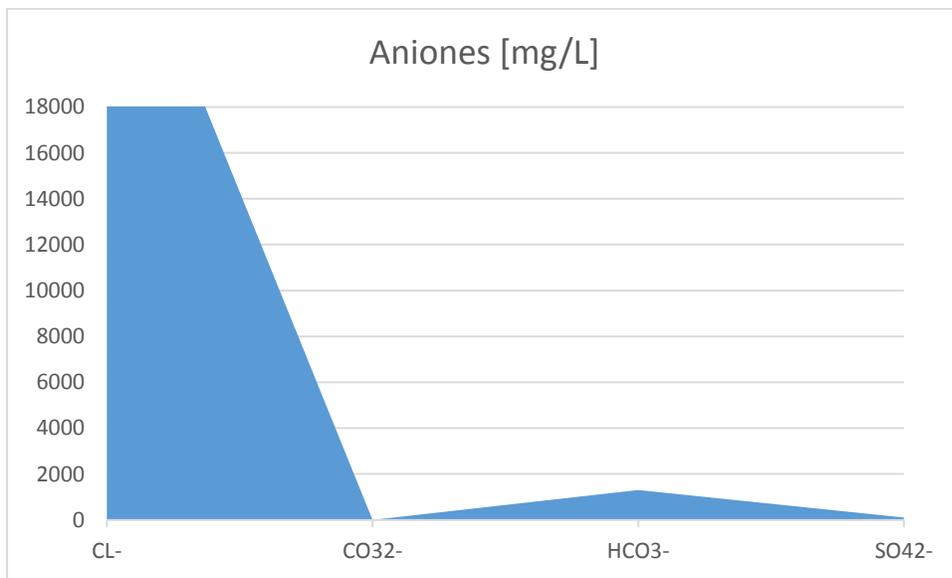
Tabla V.8 Resultados del análisis de salinidad.

Cationes	Concentración [mg/L]	Aniones	Concentración [mg/L]
Ca <sup>2+</sup>	1708	Cl <sup>-</sup>	2859
Mg <sup>2+</sup>	211	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0
Na <sup>+</sup>	9185	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1302
K <sup>+</sup>	717	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	102.97

Tabla V.9 Resultados del análisis Stiff & Davis.



**Figura V.6 Resultado Gráfico de Cationes.**



**Figura V.7 Resultado Gráfico de Aniones.**

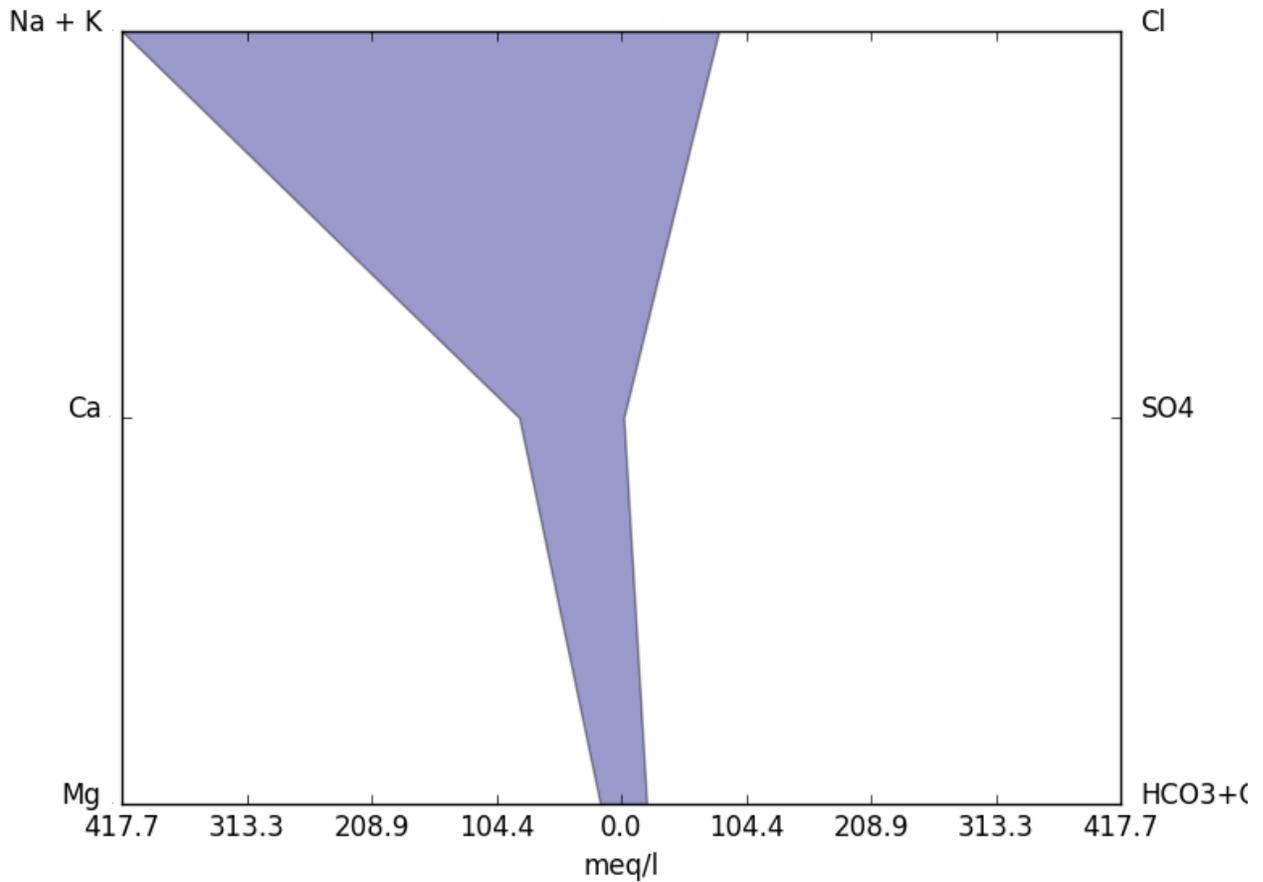


Figura V.8 Gráfico Stiff & Davis del agua de producción del campo PR.

### V.3 Metodología de experimentación (presión capilar)

#### V.3.1 Modelo matemático de la presión capilar

En este modelo, la variable independiente es la presión capilar ( $p$ ), la cual determina la saturación de fluidos en la roca, así que la relación entre la presión capilar y la saturación de una muestra de roca está dada por la función  $S(p)$ , la cual indica la saturación 's' (donde 's' representa cualquier valor de saturación de agua) de una muestra al equilibrio cuando la presión capilar es ( $p$ ). Si un núcleo cilíndrico de longitud ( $L$ ), contiene un líquido de densidad ( $\rho$ ) y se somete a una aceleración ( $g$ ), y si la presión capilar en la cara más cercana al eje de rotación del núcleo es cero, entonces la presión a la distancia ( $h$ ) por arriba de la cara más cercana será ( $p = \rho gh$ ) y la saturación está dada por la expresión  $S(\rho gh)$ . La saturación promedio ( $\tilde{s}$ ) en el núcleo estará dada por la expresión:

$$\tilde{s} = \frac{1}{L} \int_0^L S(\rho gh) dh, \dots \dots \dots (5.3.1)$$

La aceleración ( $Z$ ) a la cual está sometida la muestra de roca, puede ser expresada por la Ecuación 5.3.2.

$$z = \rho g L, \dots \dots \dots (5.3.2)$$

Lo cual indica que la aceleración ( $Z$ ), es proporcional y representa la presión total desarrollada a través del núcleo.

Introduciendo  $x = \rho g h$  como una presión capilar cualquiera y como nueva variable de integración en la **Ecuación 5.3.1** y haciendo uso de la **Ecuación 5.3.2** tenemos:

Reemplazando el argumento de la función de saturación  $\rho g h$  por  $x$ , y siendo que el diferencial  $dh$  es:

$$dh = \frac{dx}{\rho g}, \dots \dots \dots (5.3.3)$$

La ecuación 5.3.1 puede ser expresada como:

$$\tilde{s} = \frac{1}{L} \int_0^L \frac{S(x) dx}{\rho g}, \dots \dots \dots (5.3.4)$$

Incorporando el valor de ( $Z$ ) de la ecuación 5.3.2 y cambiando los límites de integración (integrando respecto a la aceleración), obtenemos:

$$z \tilde{s} = \int_0^z S(x) dx, \dots \dots \dots (5.3.5)$$

Utilizando las reglas del cálculo se obtiene:

$$S(z) = \frac{d}{dz} (z \tilde{s}), \dots \dots \dots (5.3.6)$$

Entonces la curva de presión capilar  $s = S(p)$  para un núcleo, puede ser obtenida centrifugando el núcleo a diferentes velocidades angulares correspondientes a diferentes valores de  $Z$ , midiendo la saturación promedio  $\tilde{s}$  para cada valor de  $Z$ , graficando la curva  $z \tilde{s}$  contra  $Z$  y midiendo la pendiente de la línea tangente de la curva; ver **Figura V.9**.

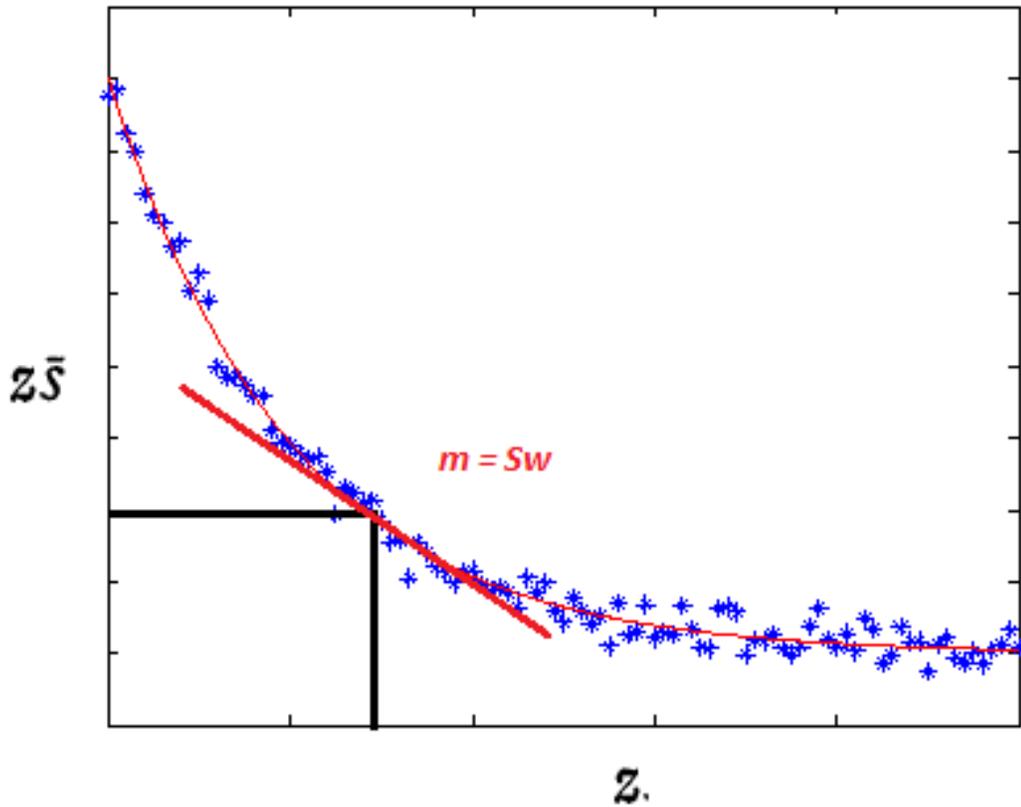


Figura V.9 Representación gráfica de la saturación en el núcleo dado un valor de z.

En la derivación de la Ecuación 5.3.5 y 5.3.6 se supuso que todo el núcleo se somete a la misma aceleración. Suponer esto, no es del todo correcto cuando se utiliza una centrífuga para generar varios valores de aceleración. Sí la variación del campo de fuerzas generado por la centrífuga debido al cambio de longitud se toma en cuenta en vez de la Ecuación 5.3.5, la expresión queda:

$$z\bar{s} = \cos^2 \frac{1}{2} \theta \int_0^z \frac{S(x)dx}{\sqrt{1 - \frac{x}{z} \sin^2 \theta}}, \dots \dots \dots (5.3.7)$$

Con:

$$z = \frac{1}{2} \rho \omega^2 (r_2^2 - r_1^2), \dots \dots \dots (5.3.8)$$

$$\cos \theta = \frac{r_1}{r_2}, \dots \dots \dots (5.3.9)$$

$r_1$  = radio más cercano al eje de rotación

$r_2$  = radio más lejano del eje de rotación

---

$\omega =$  Velocidad angular

La Ecuación 5.3.7 no puede solucionarse simplemente al conocer la función  $S$  como fue con la Ecuación 5.3.5; pero la Ecuación 5.3.5 es una buena aproximación para valores pequeños de  $\frac{r_1}{r_2}$ . La experiencia ha demostrado que incluso con valores tan pequeños como 0.7, la primera aproximación dada por la Ecuación 5.3.5, suele ser suficiente. <sup>22</sup>

La presión capilar debida a una aceleración angular, está dada por la Ecuación 5.3.10.

$$P_c = (0.1578 \times 10^{-6}) * (\Delta\rho) * \left(R - \frac{h}{2}\right) * h * n^2, \dots \dots \dots (5.3.10)$$

En donde:

$P_c =$  Presión capilar (psi)

$\Delta\rho =$  Diferencial de densidades de los fluidos (g/cc)

$h =$  longitud del núcleo de roca (cm)

$R =$  Radio de rotación del rotor (cm) "del centro del eje de rotación al extremo de la muestra"

$r =$  media del radio de rotación, (cm)  $R - \frac{h}{2}$

$n =$  velocidad angular (RPM)

### V.3.2 Metodología para el diseño del tiempo del experimento

El tiempo necesario para que una muestra de roca dada sometida a una presión capilar, llegue al estado estacionario, se calcula con la siguiente expresión:

$$t(\text{minutos}) = \frac{7.7 \times 10^8 \phi(\text{adm}) L(\text{cm}) \mu_d(\text{cp})}{k(\text{mD}) k_{rd}^0 \omega^2 (\text{RPM}) R(\text{cm}) \Delta\rho \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}\right)} t_D, \dots \dots \dots (5.3.11)$$

En donde:

$\mu_d =$  viscosidad del fluido desplazante

$k_{rd}^0 =$  permeabilidad relativa del fluido desplazante @ saturación inicial

$t_D =$  tiempo adimensional

$\omega = \text{velocidad angular}$

En donde  $t_D$  se calcula con la **Ecuación 5.3.12**; para alcanzar una producción de 100% se requiere un incremento considerable del  $t_D$  respecto a una producción del 95% como se puede observar en le **Figura V.10**. Para calcular el tiempo adimensional que se requiere para que una muestra llegue al estado estacionario a una presión capilar dada, una producción de 95% ( $N_p = 0.95$ ), es buena aproximación.

$$t_D = \frac{\frac{-1}{n-1} \sqrt{\frac{-(N_p-1)}{1-\frac{1}{n}}}}{n}, \dots\dots\dots(5.3.12)$$

En donde:

$n = \text{Exponente de Corey}$

Los exponentes de Corey para diferentes mojabilidades se presentan en la **Tabla V.10**.

Mojabilidad	Exponente de Corey
Mojable al agua	2
Intermedia a mojabale al agua	2.5
Intermedia a mojabale al petróleo	3
Mojable al petróleo	4

**Tabla V.10 Exponentes de Corey deacuerdo a la mojabilidad del medio.**

Con este tiempo adimensional se puede evaluar la producción en porcentaje que se obtendría de acuerdo a los valores que se tengan de porosidad, longitud de la muestra, viscosidad del petróleo, permeabilidad y la velocidad angular a la cual se somete el núcleo, ya que la facilidad con la que se desplazan los fluidos por la roca depende de todas estas variables.

El modelo y gráfica de los valores de producción se presentan en la **Ecuación 5.3.13** y **Figura V.10**, respectivamente.

$$N_p = 1 - \left(1 - \frac{1}{n}\right) (nt_D)^{\frac{-1}{(n-N_p)}}, \dots\dots\dots(5.3.13)$$

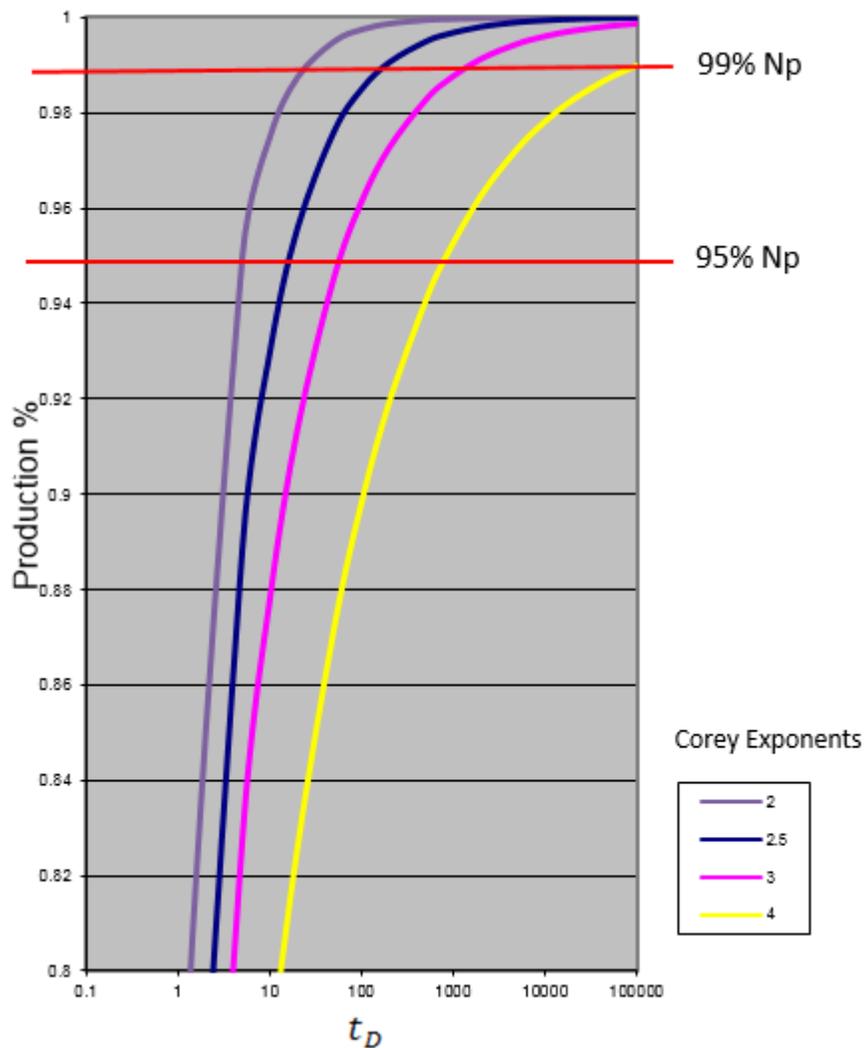


Figura V.10 Gráfica de los valores de Np VS tiempo adimensional para diferentes valores de exponentes de Corey.

### V.3.3 Resultados experimentales de presión capilar

En cada experimento se utilizaron tres muestras de roca previamente caracterizadas. Esta decisión se tomó con base a que el rotor seleccionado del equipo de la centrifuga cuenta con capacidad de análisis de tres muestras simultáneamente. También se utilizó este rotor pensando en la validación de resultados para el mismo experimento.

---

### V.3.3.1 Primera fase, etapa “1a” (Alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua)

Este experimento se diseñó para evaluar el comportamiento de las curvas de presión capilar, así como los puntos extremos de saturación de agua irreductible y saturación de petrolero residual en el drene e imbibición, todo esto a las condiciones de mojabilidad hacia el agua.

Las tres muestras utilizadas para esta etapa fueron *M512*, *M513* y *M514*. La caracterización y las propiedades físicas de cada muestra se pueden encontrar en la sección *V.1 Caracterización de la roca (Caliza Indiana)*, **Tabla V.3**.

El diseño de las presiones a las cuales se sometió la roca fueron realizados con el *software* proporcionado por el proveedor de la centrifuga (*CORETEST SYSTEM IN*), esto en función de las capacidades técnicas del equipo (*16,000 RPM para drene y 15,000 RPM para imbibición*), Las revoluciones a las cuales fueron sometidas se seleccionaron con el fin de tener siete puntos que permitieran obtener buena resolución en la curva de presión capilar. Las presiones capilares a las cuales se sometieron las muestras fueron las siguientes de acuerdo a cada *RPM*.

RPM	Pc (psi)
0	0.0
1000	1.0
1400	1.9
2100	4.4
3100	9.5
4600	20.9
6800	45.7
10000	98.9

**Tabla V.11 Presiones capilares y RPM a las cuales se sometieron las muestras M512, M513 y M514.**

### V.3.3.1.1 Drene

Los volúmenes desplazados de agua a cada presión capilar para las diferentes muestras son los que se reportan en las tablas siguientes:

<b>M512</b>			
Mojabilidad hacia el agua (Mojabilidad natural del medio)			
Drene (Alta tensión interfacial )			
<i>RPM</i>	<i>Pc (psi)</i>	<i>Vol. desplazado (ml)</i>	<i>Sw</i>
1000	0.99	0.00	1.00
1400	1.94	0.11	0.99
2100	4.36	0.18	0.98
3100	9.51	1.51	0.84
4600	20.93	4.44	0.53
6800	45.74	5.40	0.43
10000	98.92	6.01	0.37
Swir	0.37		
So	0.63		

Tabla V.12 Resultados del experimento de drene para la muestra M512 (Primera fase, etapa “1a”).

<b>M513</b>			
Mojabilidad hacia el agua (Mojabilidad natural del medio)			
Drene (Alta tensión interfacial )			
<i>RPM</i>	<i>Pc (psi)</i>	<i>Vol. desplazado (ml)</i>	<i>Sw</i>
1000	0.99	0.72	0.92
1400	1.94	0.82	0.91
2100	4.36	0.84	0.91
3100	9.51	2.37	0.75
4600	20.93	3.58	0.62
6800	45.74	5.24	0.45
10000	98.92	6.27	0.34
Swir	0.34		
So	0.66		

Tabla V.13 Resultados del experimento de drene para la muestra M513 (Primera fase, etapa “1a”).

<b>M514</b>			
Mojabilidad hacia el agua (Mojabilidad natural del medio)			
Drene (Alta tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
1000	0.99	0.92	0.91
1400	1.94	1.22	0.88
2100	4.36	1.58	0.84
3100	9.51	2.53	0.75
4600	20.93	2.68	0.73
6800	45.74	4.55	0.54
10000	98.92	5.97	0.40
Swir	0.40		
So	0.60		

Tabla V.14 Resultados del experimento de drene para la muestra M514 (Primera fase, etapa “1a”).

### V.3.3.1.2 Imbibición

<b>M512</b>			
Mojabilidad hacia el agua (Mojabilidad natural del medio)			
Imbibición (Alta tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0.00	3.129	0.696
1000	-0.81	3.129	0.696
1400	-1.59	3.377	0.723
2100	-3.57	3.559	0.742
3100	-7.78	3.890	0.777
4600	-17.13	4.271	0.817
6800	-37.43	4.453	0.836
10000	-80.96	4.652	0.857
Sw	0.86		
Sor	0.14		

Tabla V.15 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M512 (Primera fase, etapa “1a”).

<b>M513</b>			
Mojabilidad hacia el agua (Mojabilidad natural del medio)			
Imbibición (Alta tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0.00	2.367	0.563
1000	-0.81	2.367	0.563
1400	-1.59	2.434	0.569
2100	-3.57	2.483	0.573
3100	-7.78	2.698	0.594
4600	-17.13	2.881	0.611
6800	-37.43	3.212	0.642
10000	-80.96	3.609	0.680
Sw	0.68		
Sor	0.32		

**Tabla V.16 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M513  
(Primera fase, etapa “1a”).**

<b>M514</b>			
Mojabilidad hacia el agua (Mojabilidad natural del medio)			
Imbibición (Alta tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0.00	1.656	0.566
1000	-0.81	1.656	0.566
1400	-1.59	1.804	0.581
2100	-3.57	1.854	0.586
3100	-7.78	1.920	0.593
4600	-17.13	2.087	0.609
6800	-37.43	2.186	0.619
10000	-80.96	2.500	0.651
Sw	0.65		
Sor	0.35		

**Tabla V.17 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M514  
(Primera fase, etapa “1a”).**

### V.3.3.2 Primera fase, etapa “1b” (Alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo)

Este experimento se diseñó para evaluar el comportamiento de las curvas de presión capilar a las condiciones de mojabilidad hacia el petróleo.

La mojabilidad de la roca es hacia el petróleo, ya que los ácidos carboxílicos que se encuentran en la mezcla de hidrocarburos del petróleo se adsorben en la superficie de la roca.

Con este experimento se lograron obtener resultados de presiones capilares para la combinación de variables con alta tensión interfacial y mojabilidad al petróleo. Las tres muestras utilizadas para esta etapa fueron *M512*, *M513* y *M514*. La caracterización y las propiedades físicas de cada muestra se pueden encontrar en la **Tabla V.3**.

#### V.3.3.2.1 Drene

<b>M512</b>			
<b>Mojabilidad hacia el Aceite (Roca Añejada en petróleo)</b>			
<b>Drene (Alta tensión interfacial )</b>			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0	0	0.857
1000	0.99	0.20	0.836
1400	1.94	0.38	0.817
2100	4.36	0.81	0.771
3100	9.51	0.92	0.760
4600	20.93	1.45	0.704
6800	45.74	2.67	0.575
10000	98.92	3.77	0.460
Swir	0.46		
So	0.54		

Tabla V.18 Resultados del experimento de drene para la muestra M512 (Primera fase, etapa “1b”).

<b>M513</b>			
Mojabilidad hacia el Aceite (Roca Añejada en petróleo)			
Drene (Alta tensión interfacial )			
<i>RPM</i>	<i>Pc (psi)</i>	<i>Vol. desplazado (ml)</i>	<i>Sw</i>
0	0	0	0.680
1000	0.99	0.95	0.590
1400	1.94	0.97	0.588
2100	4.36	1.13	0.573
3100	9.51	2.51	0.443
4600	20.93	3.13	0.385
6800	45.74	4.39	0.265
10000	98.92	4.62	0.244
Swir	0.24		
So	0.76		

Tabla V.19 Resultados del experimento de drene para la muestra M513 (Primera fase, etapa “1b”).

<b>M514</b>			
Mojabilidad hacia el Aceite (Roca Añejada en petróleo)			
Drene (Alta tensión interfacial )			
<i>RPM</i>	<i>Pc (psi)</i>	<i>Vol. desplazado (ml)</i>	<i>Sw</i>
0	0	0	0.651
1000	0.99	0.70	0.581
1400	1.94	0.91	0.560
2100	4.36	2.07	0.442
3100	9.51	2.36	0.414
4600	20.93	3.13	0.336
6800	45.74	3.61	0.287
10000	98.92	3.84	0.264
Swir	0.26		
So	0.74		

Tabla V.20 Resultados del experimento de drene para la muestra M514 (Primera fase, etapa “1b”).

### V.3.3.2.2 Imbibición

<b>M512</b>			
Mojabilidad hacia el Aceite (Roca Añejada en petróleo)			
Imbibición (Alta tensión interfacial )			
<i>RPM</i>	<i>Pc (psi)</i>	<i>Vol. desplazado (ml)</i>	<i>Sw</i>
0	0.00	1.838	0.653
1000	-0.81	2.152	0.687
1400	-1.59	2.583	0.732
2100	-3.57	2.798	0.755
3100	-7.78	3.079	0.784
4600	-17.13	3.212	0.798
6800	-37.43	3.245	0.802
10000	-80.96	3.609	0.840
Sw	0.84		
Sor	0.16		

Tabla V.21 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M512  
(Primera fase, etapa “1b”).

<b>M513</b>			
Mojabilidad hacia el Aceite (Roca Añejada en petróleo)			
Imbibición (Alta tensión interfacial )			
<i>RPM</i>	<i>Pc (psi)</i>	<i>Vol. desplazado (ml)</i>	<i>Sw</i>
0	0.00	1.159	0.353
1000	-0.81	1.407	0.376
1400	-1.59	1.440	0.380
2100	-3.57	1.755	0.409
3100	-7.78	2.020	0.434
4600	-17.13	2.170	0.448
6800	-37.43	2.340	0.464
10000	-80.96	2.781	0.506
Sw	0.51		
Sor	0.49		

Tabla V.22 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M513  
(Primera fase, etapa “1b”).

<b>M514</b>			
<b>Mojabilidad hacia el Aceite (Roca Añejada en petróleo)</b>			
<b>Imbibición (Alta tensión interfacial )</b>			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0.00	1.093	0.374
1000	-0.81	1.275	0.528
1400	-1.59	1.457	0.546
2100	-3.57	1.738	0.574
3100	-7.78	1.970	0.598
4600	-17.13	2.020	0.603
6800	-37.43	2.251	0.626
10000	-80.96	2.532	0.654
Sw	0.65		
Sor	0.35		

**Tabla V.23 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M514 (Primera fase, etapa “1b”).**

### **V.3.3.3 Primera fase, etapa “c” (Alta tensión interfacial y mojabilidad restaurada hacia el agua)**

La razón de este experimento, es validar y comparar el efecto de restaurar la mojabilidad hacia el agua por medio de una solución de sulfato de sodio. Sus objetivos principales son:

- Evaluar hasta qué punto este químico ayuda a restaurar la mojabilidad hacia el agua de las rocas previamente añejas.
- Validar los resultados previamente obtenidos en la primera fase etapa “a”, ya que, si la solución de sulfato de Sodio funciona al restaurar la mojabilidad, los resultados deberían ser similares (alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua).

Para ello se realizaron experimentos de drene e imbibición y se evaluó tanto la saturación de petróleo residual y la saturación de agua irreductible.

### V.3.3.3.1 Drene

<b>M512</b>			
Mojabilidad hacia el agua (restaurada con Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )			
Drene (Alta tensión interfacial )			
<i>RPM</i>	<i>Pc (psi)</i>	<i>Vol. desplazado (ml)</i>	<i>Sw</i>
0.00	0.00	1.49	0.68
1000	0.99	2.23	0.61
1400	1.94	2.30	0.60
2100	4.36	2.73	0.55
3100	9.51	3.02	0.52
4600	20.93	3.53	0.47
6800	45.74	3.73	0.45
10000	98.92	3.96	0.42
Swir	0.42		
So	0.58		

Tabla V.24 Resultados del experimento de drene para la muestra M512 (Primera fase, etapa “1c”).

<b>M513</b>			
Mojabilidad hacia el agua (restaurada con Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )			
Drene (Alta tensión interfacial )			
<i>RPM</i>	<i>Pc (psi)</i>	<i>Vol. desplazado (ml)</i>	<i>Sw</i>
0.00	0.00	0.03	0.50
1000	0.99	0.36	0.47
1400	1.94	0.61	0.45
2100	4.36	1.13	0.40
3100	9.51	1.41	0.37
4600	20.93	1.72	0.34
6800	45.74	1.86	0.33
10000	98.92	1.97	0.32
Swir	0.32		
So	0.68		

Tabla V.25 Resultados del experimento de drene para la muestra M513 (Primera fase, etapa “1c”).

<b>M514</b>			
Mojabilidad hacia el agua (restaurada con Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )			
Drene (Alta tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0.00	0.00	0.00	0.65
1000	0.99	0.43	0.61
1400	1.94	0.97	0.56
2100	4.36	0.99	0.55
3100	9.51	1.65	0.49
4600	20.93	1.94	0.46
6800	45.74	2.14	0.44
10000	98.92	2.40	0.41
Swir	0.41		
So	0.59		

Tabla V.26 Resultados del experimento de drene para la muestra M514 (Primera fase, etapa “1c”).

### V.3.3.3.2 Imbibición

<b>M512</b>			
Mojabilidad hacia el agua (restaurada con Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )			
Imbibición (Alta tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0.00	1.106	0.539
1000	-0.81	1.702	0.602
1400	-1.59	2.546	0.691
2100	-3.57	2.745	0.712
3100	-7.78	3.192	0.759
4600	-17.13	3.357	0.776
6800	-37.43	3.639	0.806
10000	-80.96	4.119	0.856
Sw	0.86		
Sor	0.14		

Tabla V.27 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M512 (Primera fase, etapa “1c”).

<b>M513</b>			
Mojabilidad hacia el agua (restaurada con Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )			
Imbibición (Alta tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0.00	1.859	0.496
1000	-0.81	2.107	0.519
1400	-1.59	2.140	0.522
2100	-3.57	2.455	0.552
3100	-7.78	2.620	0.568
4600	-17.13	2.670	0.572
6800	-37.43	2.902	0.594
10000	-80.96	3.481	0.649
Sw	0.65		
Sor	0.35		

**Tabla V.28 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M513 (Primera fase, etapa “1c”).**

<b>M514</b>			
Mojabilidad hacia el agua (restaurada con Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )			
Imbibición (Alta tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0.00	1.593	0.573
1000	-0.81	1.775	0.591
1400	-1.59	1.957	0.610
2100	-3.57	2.238	0.638
3100	-7.78	2.470	0.661
4600	-17.13	2.520	0.666
6800	-37.43	2.751	0.689
10000	-80.96	3.232	0.738
Sw	0.74		
Sor	0.26		

**Tabla V.29 Resultados del experimento de Imbibición para la muestra M514 (Primera fase, etapa “1c”).**

### V.3.3.4 Segunda fase, etapa “2a” (Baja tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua)

Este experimento se diseñó para evaluar el efecto de la baja tensión interfacial en los procesos de imbibición espontánea y en la disminución de la saturación de petróleo residual al hacer un proceso de imbibición forzada, esto con mojabilidad hacia el agua con las muestras de roca caliza Indiana (*M517* y *M518*). Las características particulares cada muestra de roca se presentan en la **Tabla V.3**. La tensión fue disminuida a valores ultrabajos y por ello fue en extremo difícil medirla, las mediciones registraron valores de *0.0002 mN/metro*.

Con este experimento se identificó el efecto que tiene la disminución de la tensión interfacial y por ello la disminución de las fuerzas capilares. En este sistema, las fuerzas que predominan son las fuerzas de flotación, debido a la diferencia de densidades. La expulsión de petróleo de la muestra de roca es en su mayor parte debido a la flotabilidad, ya que la tensión interfacial y las fuerzas capilares han sido neutralizadas.

Es importante hacer notar que el experimento de Drene se realizó sin el tensoactivo; por consiguiente, existieron fuerzas capilares en esta curva; en el experimento de Imbibición espontánea y forzada fue donde se utilizó el tensoactivo.

#### V.3.3.4.1 Drene

<i>M517</i>			
Mojabilidad hacia el agua (Mojabilidad natural del medio)			
Drene (Alta tensión interfacial )			
<i>RPM</i>	<i>Pc (psi)</i>	<i>Vol. desplazado (ml)</i>	<i>Sw</i>
0.00	0.0	0.00	1.00
1000	1.0	0.00	1.00
1400	1.9	0.00	1.00
2100	4.4	0.06	0.99
3100	9.5	0.06	0.99
4600	20.9	0.93	0.89
6800	45.7	3.43	0.58
10000	98.9	3.82	0.53
14500	208.0	3.73	0.54
Swir	0.54		
So	0.46		

Tabla V.30 Resultados del experimento de drene para la muestra *M517* (Segunda fase, etapa “2a”).

<b>M518</b>			
Mojabilidad hacia el agua (Mojabilidad natural del medio)			
Drene (Alta tensión interfacial)			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0.00	0.0	0.00	1.00
1000	1.0	0.00	1.00
1400	1.9	0.01	1.00
2100	4.4	0.06	0.99
3100	9.5	0.21	0.98
4600	20.9	1.44	0.86
6800	45.7	4.89	0.52
10000	98.9	5.39	0.47
14500	208.0	5.39	0.47
Swir	0.47		
So	0.53		

Tabla V.31 Resultados del experimento de drene para la muestra M518 (Segunda fase, etapa "2a").

#### V.3.3.4.2 Imbibición

<b>M517</b>			
Mojabilidad hacia el agua (Mojabilidad natural del medio)			
Imbibición (Baja tensión interfacial)			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0.00	0.0	0.96	0.649
1000	-0.8	1.01	0.655
1400	-1.6	1.48	0.712
2100	-3.6	1.81	0.753
3100	-7.8	2.37	0.822
4600	-17.1	2.88	0.885
6800	-37.4	3.10	0.911
10000	-81.0	3.58	0.970
14500	-170.2	3.81	0.999
Sw	0.999		
Sor	0.001		

Tabla V.32 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M517 (Segunda fase, etapa "2a").

<b>M518</b>			
Mojabilidad hacia el agua (Mojabilidad natural del medio)			
Imbibición (Baja tensión interfacial)			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0.00	0.0	2.08	0.672
1000	-0.8	2.52	0.716
1400	-1.6	3.00	0.764
2100	-3.6	3.48	0.811
3100	-7.8	3.81	0.844
4600	-17.1	4.53	0.914
6800	-37.4	4.58	0.919
10000	-81.0	5.07	0.969
14500	-170.2	5.37	0.998
Sw	0.998		
Sor	0.002		

**Tabla V.33 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M518 (Segunda fase, etapa “2a”).**

### **V.3.3.5 Segunda fase, etapa “2b” (Baja tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo)**

En este experimento, se identifica el efecto de baja tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo en las curvas de presión capilar y los puntos extremos (*end point*, “*Sor* y *Swirr*”). Para ello, se utilizó un tensoactivo para disminuir la tensión interfacial a valores ultrabajos, y se dejó añejando la roca en petróleo por 30 días para cambiar la mojabilidad.

Las muestras utilizadas en este experimento fueron rocas calizas Indiana de la formación Bedford en Estados Unidos (*M502* y *M503*), las características generales de cada muestra pueden encontrarse en la **Tabla V.3**.

En este experimento las fuerzas capilares están neutralizadas debido a la casi nula tensión interfacial, pero la mojabilidad sigue teniendo un efecto en la saturación de fluido mojante, ya que la superficie de la roca continúa atrayendo al fluido mojante con mayor fuerza que al fluido no mojante; el tensoactivo sólo interactúa con los dos fluidos actuando como una suerte de intermediario para hacerlos más afines, pero no afecta la interacción de la superficie sólida con el fluido mojante.

Es importante hacer notar que el experimento de primer drene y segundo drene se realizó sin el tensoactivo, el tensoactivo sólo se usó después de ser añejada las muestras de roca en petróleo, en los experimentos de imbibición espontánea y forzada.

### V.3.3.5.1 Drene

<b>M502</b>			
Mojabilidad hacia el Aceite (Roca Añejada en petróleo)			
Drene (Alta tensión interfacial)			
<i>RPM</i>	<i>Pc (psi)</i>	<i>Vol. desplazado (ml)</i>	<i>Sw</i>
0	0.0	2.23	0.399
1000	1.0	2.55	0.370
1380	2.0	3.48	0.284
2060	4.4	4.62	0.178
3050	9.6	5.23	0.121
4530	21.1	5.66	0.081
6730	46.5	5.91	0.058
10090	104.6	6.11	0.040
15000	231.1	6.32	0.020
Swir	0.02		
So	0.98		

Tabla V.34 Resultados del experimento de drene para la muestra M502  
(Segunda fase, etapa "2b").

<b>M503</b>			
Mojabilidad hacia el Aceite (Roca Añejada en petróleo)			
Drene (Alta tensión interfacial)			
<i>RPM</i>	<i>Pc (psi)</i>	<i>Vol. desplazado (ml)</i>	<i>Sw</i>
0	0.0	1.92	0.38
1000	1.0	1.95	0.37
1380	2.0	2.85	0.30
2060	4.4	4.11	0.19
3050	9.6	4.84	0.12
4530	21.1	5.27	0.08
6730	46.5	5.61	0.05
10090	104.6	5.69	0.05
15000	231.1	5.84	0.04
Swir	0.04		
So	0.96		

Tabla V.35 Resultados del experimento de drene para la muestra M503  
(Segunda fase, etapa "2b").

### V.3.3.5.2 Imbibición

<b>M502</b>			
Mojabilidad hacia el Aceite (Roca Añejada en petróleo)			
Imbibición (Baja tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0.00	2.15	0.22
1000	-0.81	2.87	0.29
1580	-1.59	3.65	0.36
2680	-3.57	4.21	0.41
4530	-7.78	4.92	0.48
7740	-17.13	5.58	0.54
13145	-37.43	6.17	0.59
15000	-80.96	6.435	0.616
Sw	0.62		
Sor	0.38		

Tabla V.36 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M502

(Segunda fase, etapa “2b”).

<b>M503</b>			
Mojabilidad hacia el Aceite (Roca Añejada en petróleo)			
Imbibición (Baja tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0.00	-	-
1000	-0.81	2.08	0.22
1580	-1.59	2.84	0.28
2680	-3.57	3.65	0.35
4530	-7.78	4.19	0.40
7740	-17.13	4.83	0.46
13145	-37.43	5.38	0.51
15000	-80.96	5.58	0.52
Sw	0.52		
Sor	0.48		

Tabla V.37 Resultados del experimento de imbibición para la muestra M503

(Segunda fase, etapa “2b”).

### V.3.3.6 Segunda fase, etapa “2c” (Baja tensión interfacial y mojabilidad restaurada hacia el agua)

Este experimento se diseñó para evaluar el efecto de un cambio de mojabilidad (de mojable al petróleo a mojable al agua) cuando la tensión interfacial está en valores ultra bajos. Este es el caso que podría presentarse en el yacimiento, dado que la roca caliza es mojable al petróleo inicialmente. Para ello, una vez añejada la muestra, se usó una solución de sulfato de sodio para desorber los tensoactivos naturales del petróleo previamente adsorbidos por la superficie de la roca, y con esto evaluar el efecto en las curvas de presión capilar y los puntos extremos ( $S_{or}$  y  $S_{wirr}$ ).

Sólo se reportan los resultados de una muestra en esta prueba (M512) ya que las mediciones para las muestras (M513 y M514) resultaron con errores y no fue posible determinar con certeza los valores de saturación promedio de la roca a diferentes presiones capilares.

#### V.3.3.6.1 Drene

<b>M512</b>			
Mojabilidad hacia el agua (restaurada con $\text{Na}_2\text{SO}_4$ )			
Drene (Alta tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0.0	0.43	0.795
1000	1.0	1.17	0.717
1400	1.9	1.43	0.689
2100	4.4	1.88	0.642
3100	9.5	2.57	0.570
4600	20.9	3.27	0.495
6800	45.7	4.00	0.419
10000	98.9	4.48	0.368
Swir	0.37		
So	0.63		

Tabla V.38 Resultados del experimento de drene para la muestra M512  
(Segunda fase, etapa “2c”).

### V.3.3.6.2 Imbibición

<b>M512</b>			
Mojabilidad hacia el agua (restaurada con Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )			
Imbibición (Baja tensión interfacial )			
<b>RPM</b>	<b>Pc (psi)</b>	<b>Vol. desplazado (ml)</b>	<b>Sw</b>
0	0.00	2.27	0.65
1000	-0.81	2.99	0.72
1400	-1.59	3.33	0.76
2100	-3.57	3.62	0.79
3100	-7.78	3.78	0.81
4600	-17.13	4.03	0.83
6800	-37.43	4.28	0.86
10000	-80.96	4.476	0.879
Sw	0.88		
Sor	0.12		

Tabla V.39 Resultados del experimento de Imbibición para la muestra M12  
(Segunda fase, etapa “2c”).

## VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

### VI.1 Primera fase, etapa “1a” (alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua)

Con los resultados de las mediciones de presión capilar para el drene e imbibición de las muestras *M512*, *M513* y *M514* (Tabla V.12, V.13 y V.14 para el drene y las Tablas V.14, V.15 y V.16 para la imbibición, respectivamente), se graficaron los resultados para mostrar las curvas de presión capilar, las cuales se presentan en las Figuras VI.1, VI.2 y VI.3.

Estos resultados muestran claramente una mojabilidad hacia el agua, ya que los valores de la saturación de agua irreductible ( $S_{wirr}$ ) son altos (del 37 al 40% respectivamente), congruentes con los reportados en la literatura respecto a una mojabilidad hacia el agua para rocas carbonatadas.

Es importante resaltar que las pendientes de las curvas de drene para la muestra *M513* y *M514* en el punto máximo de presión capilar ( $98.92\text{psi}$ ) no son completamente verticales, situación que se presenta debido a que se necesita mayor presión capilar para llevar la muestras a condiciones de  $S_{wirr}$ , condición que no fue posible alcanzar debido a las limitaciones del sistema, no fue posible aumentar más la  $P_c$ , ya que en experimentos realizados con la misma roca, ésta se fracturaba a revoluciones mayores a  $10,000\text{RPM}$ , decidiéndose no someter las muestras a revoluciones mayores de  $10,000\text{RPM}$ , para evitar que se fracturaran. Aún con esta situación, se consideró la saturación de agua a  $10,000\text{RPM}$  como  $S_{wirr}$ , ya que realizando una regresión de los puntos de saturación, era posible obtener una disminución de saturación de agua del orden de  $4.7\%$  para la muestra *M513* y  $7.2\%$  para la muestra *M514*; valores no muy grandes.

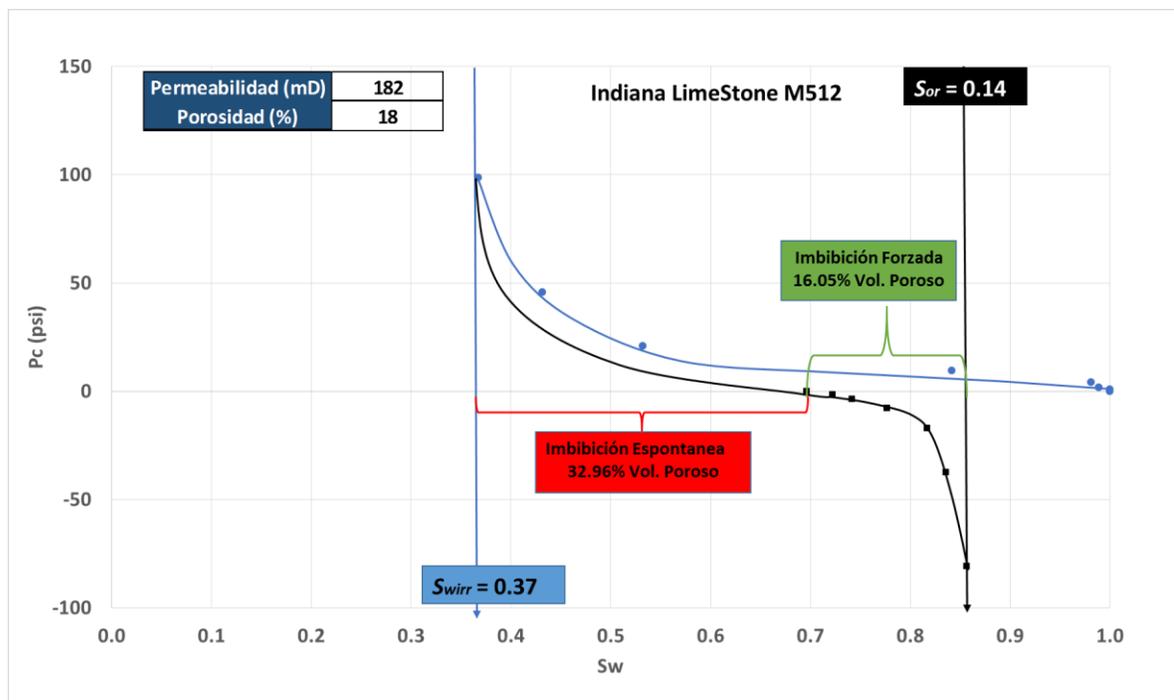


Figura VI.1 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M512 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua.

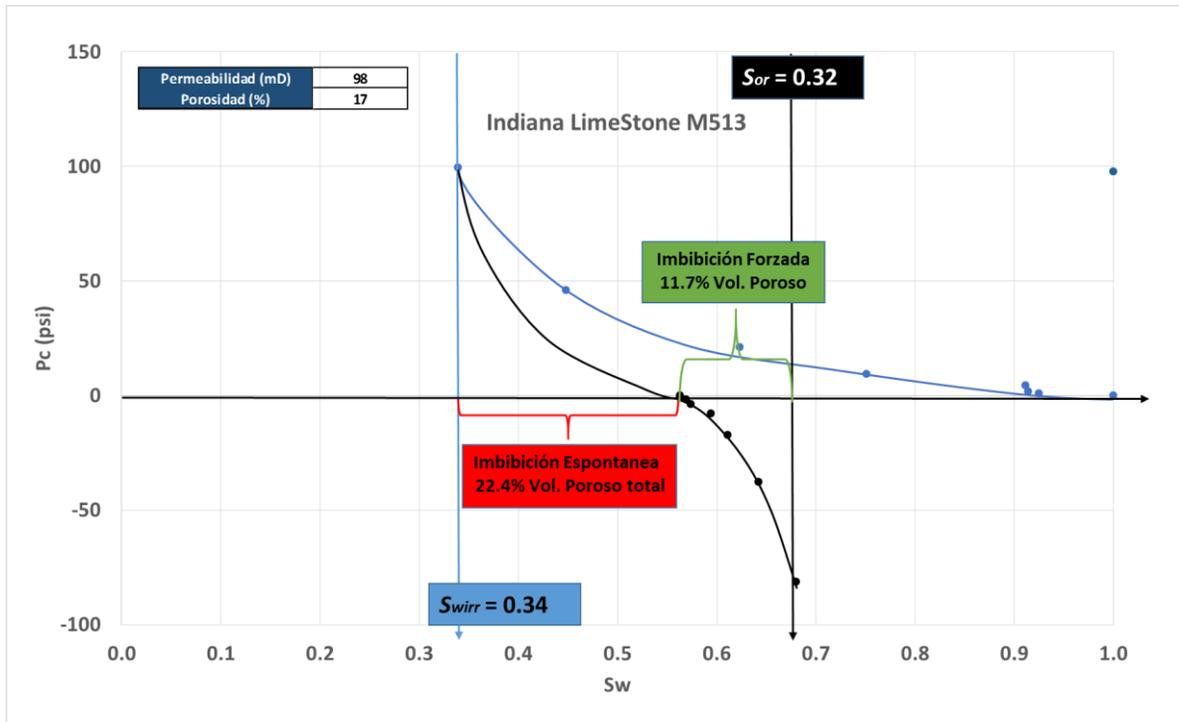


Figura VI.2 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M513 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua.

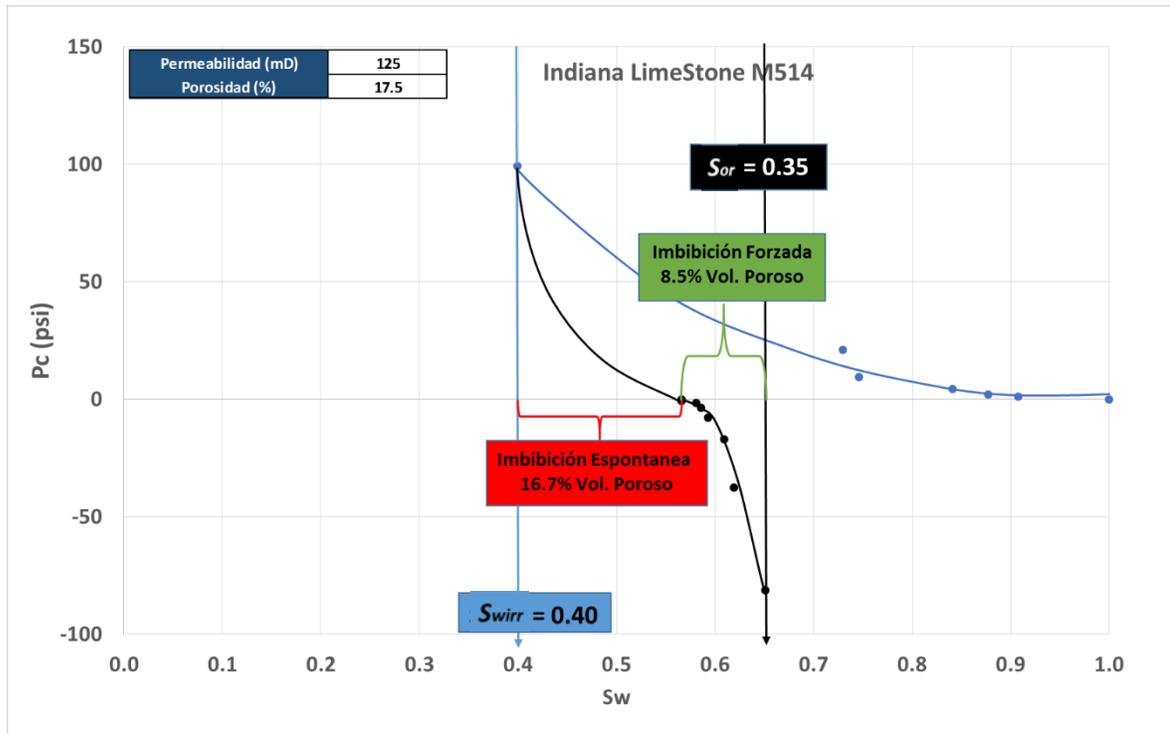


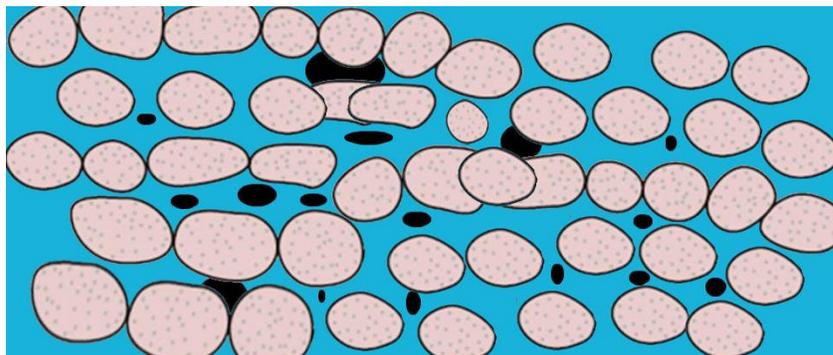
Figura VI.3 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M514 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua.

---

Los resultados que más destacan en esta parte experimental, es el del volumen de petróleo expulsado por imbibición espontánea, siendo este el doble que los volúmenes expulsados por imbibición forzada en la misma etapa experimental, congruentes con el modelo de presión capilar, ya que la mojabilidad es directamente proporcional a las fuerzas de presión capilar. Mientras más fuertemente sea mojable al agua, menor será el ángulo de contacto agua roca y las fuerzas capilares serán mayores, haciendo que el agua penetre en los poros de la roca y desplace al petróleo.

Con base en estos resultados, se puede concluir que la combinación de valores que mayor volumen de petróleo por imbibición espontánea producen, son una mojabilidad fuertemente hacia el agua y tensión interfacial alta.

Otro resultado que se observa, es que la permeabilidad de la roca desempeña un papel muy importante en los volúmenes de petróleo residual, ya que como puede observarse en la **Figura VI.1**, la  $S_{or}$  es menor (14% de  $S_{or}$  para la muestra M512) en comparación con las muestras M513 y M514 (32% y 35% de  $S_{or}$  respectivamente), **Figuras VI.2 y VI.3**. Estos valores son producto de que la permeabilidad de la muestra M512, es más del doble de las demás muestras, aunque presentan la misma mojabilidad y la misma TIF. Esta situación puede entenderse, debido a que a mayor permeabilidad, mayor abertura de los canales de flujo, y como el radio promedio de los poros es más grande, la continuidad del petróleo no se rompe tan fácilmente, dejando menos ganglios de petróleo atrapados en los espacios porosos, tal como se ilustra en el esquema de la **Figura VI.4** y **Figura VI.5**.



**Figura VI.4** Esquema de la distribución de fluidos en un medio poroso con alta permeabilidad en un desplazamiento no miscible.

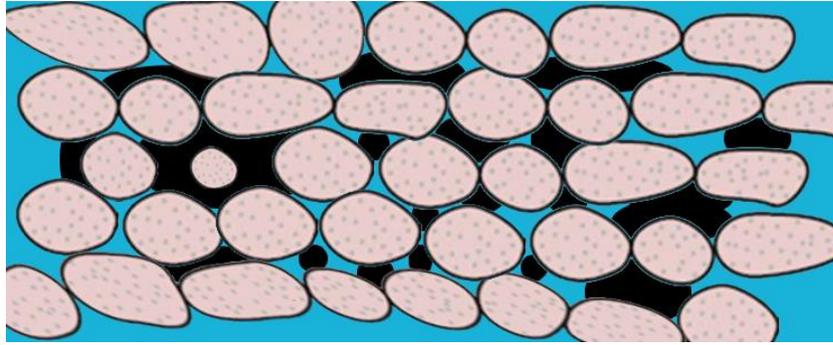


Figura VI.5 Esquema de distribución de fluidos en un medio poroso de baja permeabilidad en un desplazamiento no miscible.

## VI.2 Primera fase, etapa “1b” (alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo)

Los resultados de las mediciones de presión capilar para el drene e imbibición de las muestras *M512*, *M513* y *M514* (Tablas V.18, V.19 y V.20 para el drene y las Tablas V.20, V.21, y V.22 para la imbibición respectivamente) después del añejamiento, se graficaron para mostrar las curvas de presión capilar, las cuales se muestran en las Figuras VI.6, VI.7 y VI.8, respectivamente.

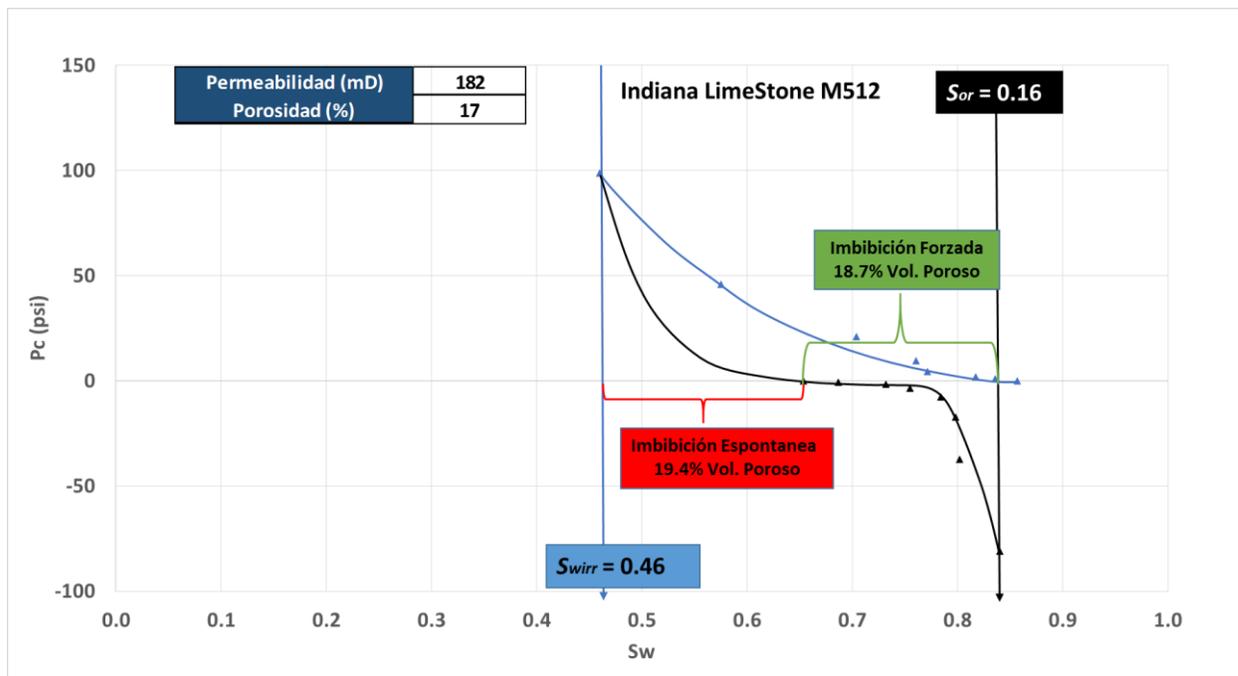


Figura VI.6 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M512 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo.

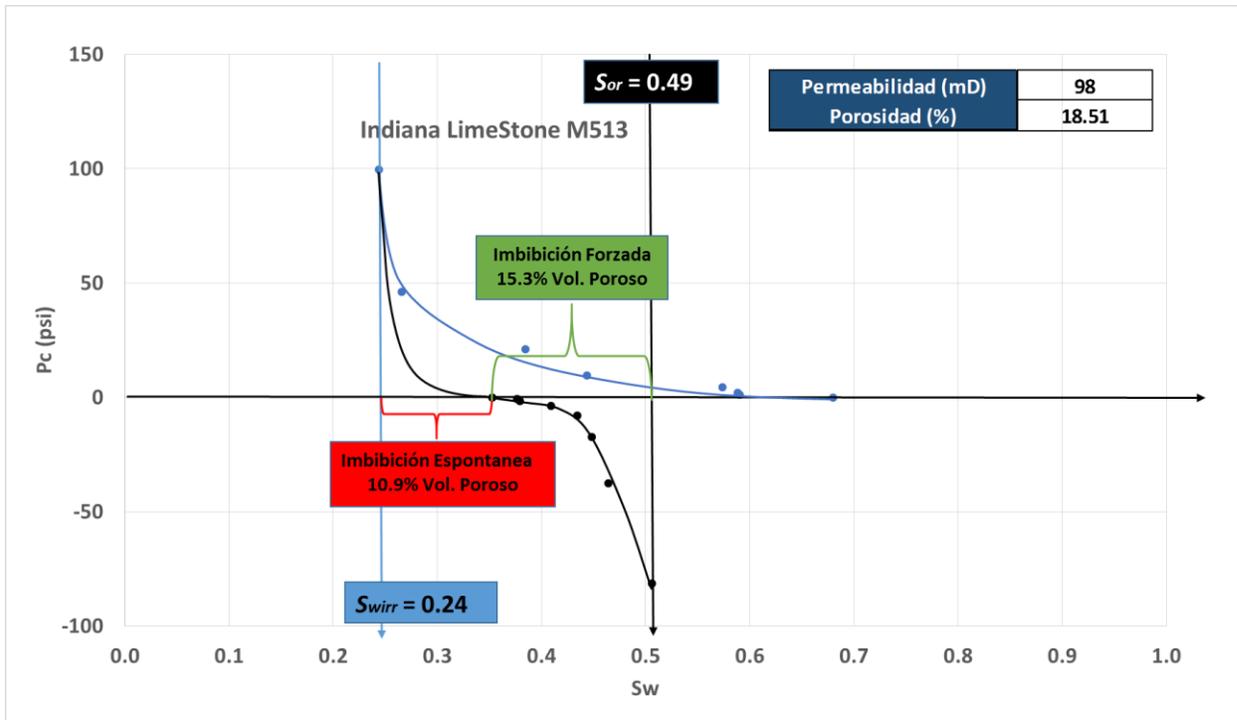


Figura VI.7 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M513 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo.

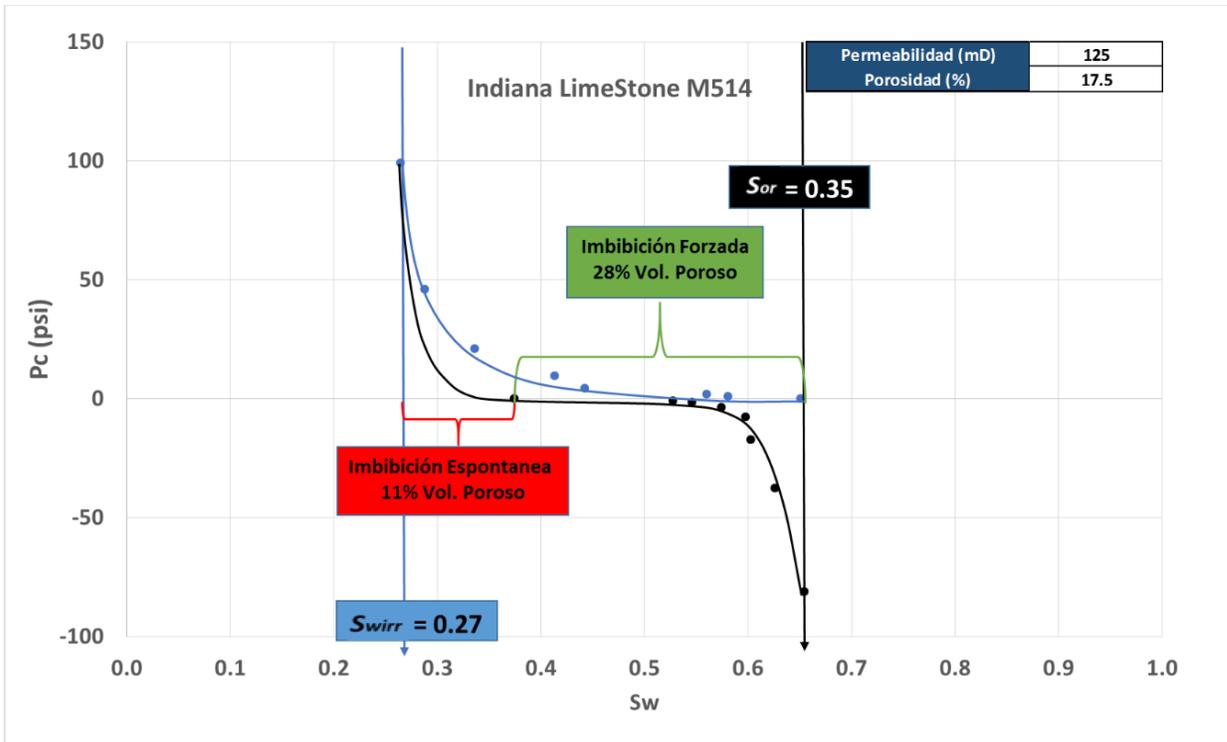
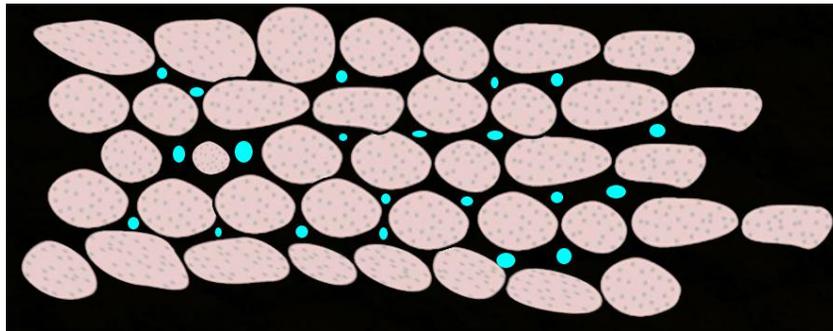


Figura VI.8 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M514 para alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo.

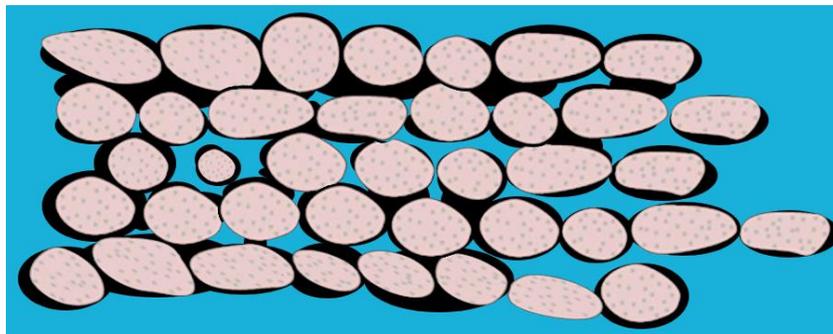
---

Un dato importante a considerar en esta etapa experimental para un medio mojado por petróleo, es el hecho de que se disminuye la saturación de agua irreductible considerablemente, debido a que la distribución de los fluidos en el espacio poroso ha cambiado (el agua ahora se encuentra atrapada en pequeños ganglios en los espacios porosos más grandes, donde ya no puede fluir por que se ha perdido la continuidad de la fase, y la tensión interfacial provoca que se mantengan en forma esférica las gotas de agua, imposibilitando que pasen por gargantas de poro con radios menores que los ganglios), **Figura VI.9**.



**Figura VI.9** Distribución de los fluidos en un medio mojado por petróleo a condiciones de agua irreductible.

Otro fenómeno importante que se presenta en un medio mojado por petróleo, es que la saturación de petróleo residual aumenta, como puede identificarse en las **Figuras VI.6, VI.7 y VI.8**; este fenómeno se explica mediante el hecho de que el petróleo recubre la superficie de la roca, y por más que se inyecte agua, la velocidad en el medio poroso no es suficiente para desprender la película de petróleo adherida a la superficie por las fuerzas de mojabilidad. Esto provoca que el agua sólo fluya por los canales más grandes, incentivando la digitación del agua y dejando zonas de petróleo sin drenar. **Figura VI.10**.



**Figura VI.10** Distribución de los fluidos en un medio mojado por petróleo a condiciones de petróleo residual.

---

Esta combinación de factores (alta tensión interfacial y mojabilidad hacia el petróleo), es uno de los casos peores que pudieran presentarse en un yacimiento, ya que las fuerzas capilares no ayudan a que el petróleo sea imbibido (baja recuperación por imbibición espontánea). Como se puede observar en las **Figuras VI.6, VI.7 y VI.8**, el volumen de petróleo recuperado por imbibición espontánea fue del 13% del volumen poroso total (promedio de las tres muestras), y la saturación de petróleo residual después de un desplazamiento forzado fue de 33% (promedio de las tres muestras). Desafortunadamente, esta situación es la que se presenta en la mayoría de los yacimientos carbonatados en México, y esto es evidente en los factores de recuperación bajos. Lo anterior produce un área de oportunidad para los procesos de recuperación mejo con productos químicos, que alteren la mojabilidad o la tensión interfacial, aunque sean caros de implementar, puede justificarse su utilización por el hecho de que inicialmente había mayor porcentaje de saturación de petróleo y aún existen bancos de petróleo extraídos.

### **VI.3 Primera fase, etapa “1c” (Alta tensión interfacial y mojabilidad restaurada hacia el agua)**

Con los resultados de las mediciones de presión capilar para el drene e imbibición de las muestras *M512*, *M513* y *M514* (**Tablas V.24, V.25 y V.26** para el drene y las **Tablas V.27, V.28 y V.29** para la imbibición respectivamente), se graficaron los resultados para obtener las curvas de presión capilar, las cuales se presentan en las **Figuras VI.11, VI.12 y VI.13**.

Este experimento se diseñó para corroborar los resultados de la primera fase (*etapa a*), así como para evaluar si la solución de Sulfato de Sodio puede restaurar la mojabilidad. Los resultados muestran un cambio en el comportamiento de las presiones capilares y con base en lo anterior se concluye que sí, se restaura la mojabilidad hacia el agua; aunque con algunas observaciones:

- La mojabilidad restaurada hacia el agua no es tan fuerte como la mojabilidad que presenta la roca lavada (debido a que aumenta la *Swirr* y disminuye la *Sor*, pero no a los valores de la fase uno “*etapa a*”).

- El volumen de petróleo expulsado por imbibición espontánea aumenta aproximadamente 6% del volumen poroso total (esto indica que la roca expulsa el petróleo que se encontraba en la superficie y es reemplazado por agua).
- La saturación de petróleo residual disminuye 2%, 14% y 9% respectivamente para las diferentes muestras, respecto a antes de usar la solución de  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ .

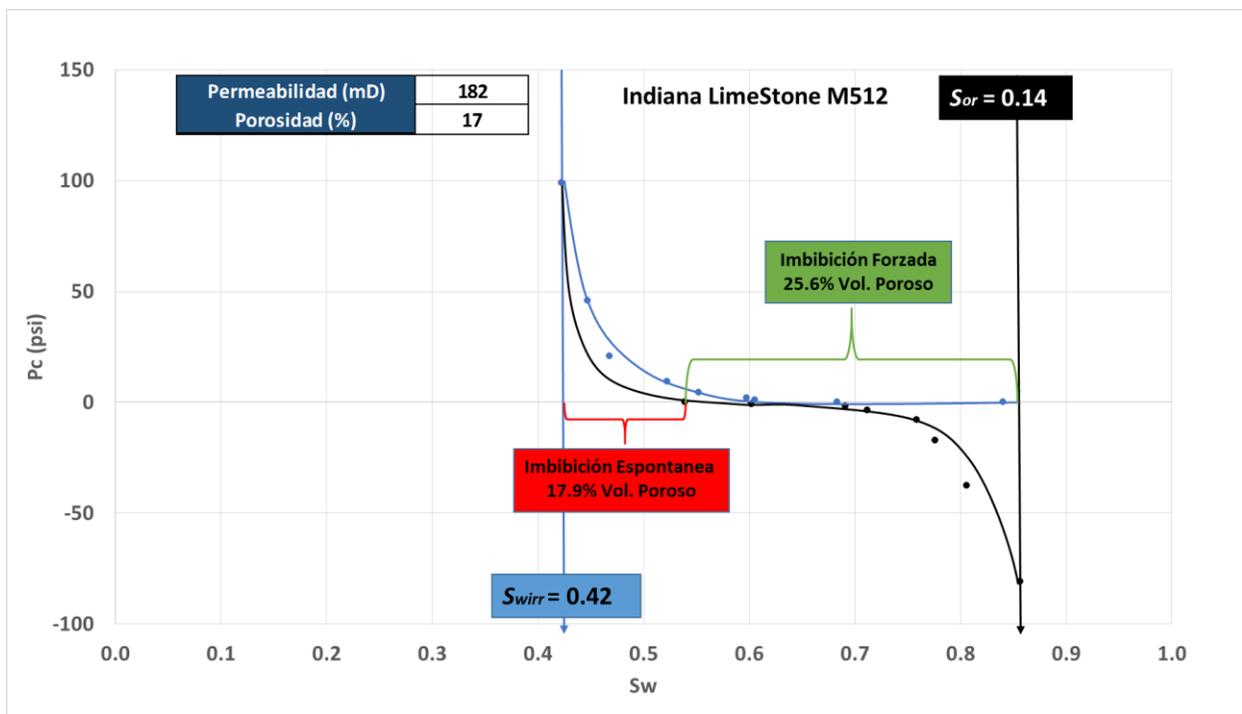


Figura VI.11 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M512 para alta tensión interfacial y mojabilidad restaurada hacia el agua ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ).

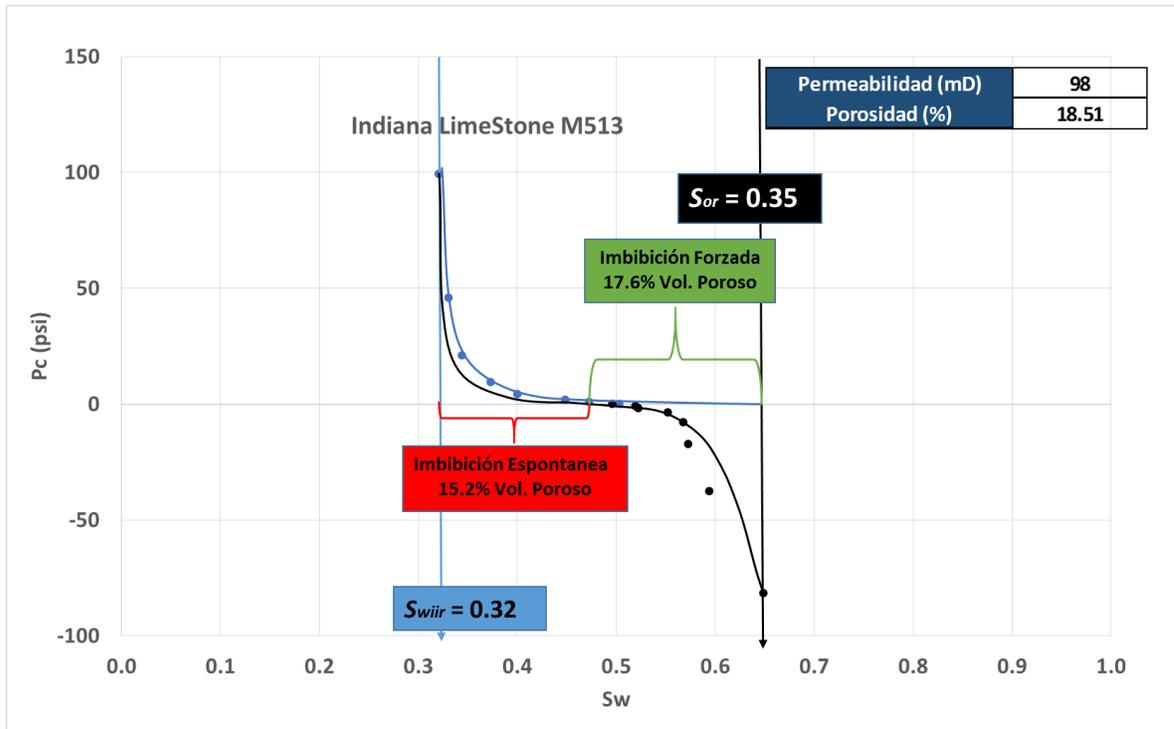


Figura VI.12 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M513 para alta tensión interfacial y mojabilidad restaurada hacia el agua ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ).

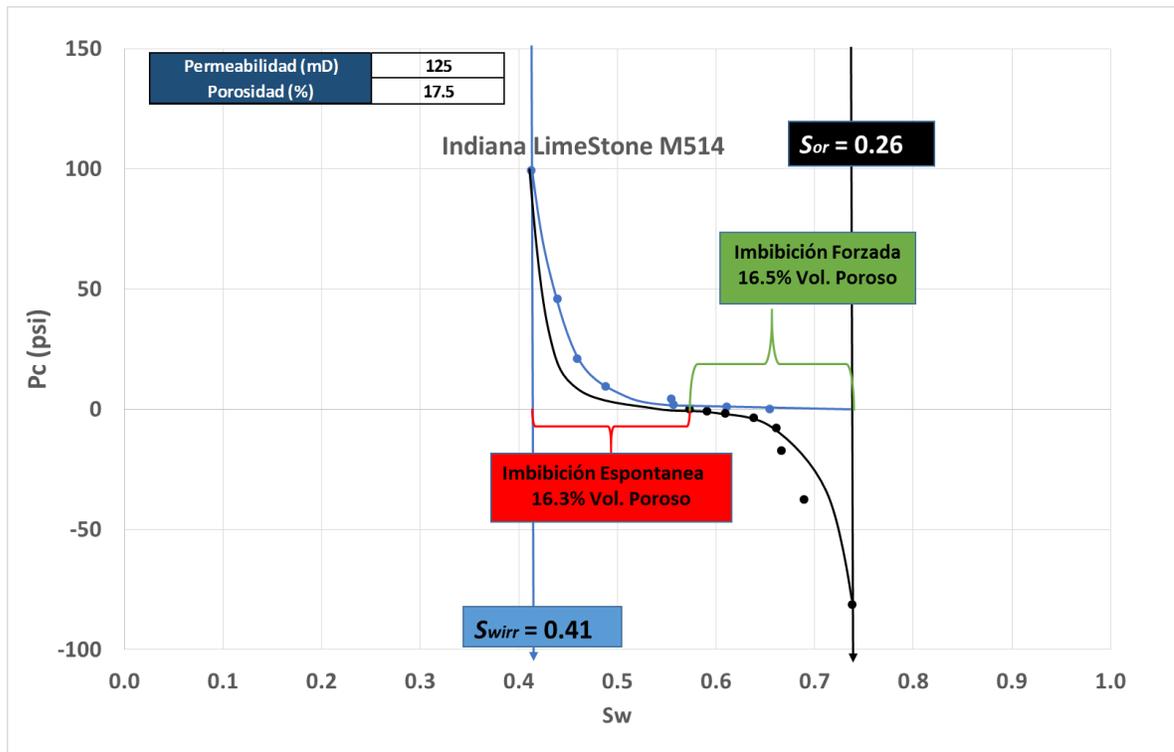


Figura VI.13 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M514 para alta tensión interfacial y mojabilidad restaurada hacia el agua ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ).

---

Como conclusión de esta fase experimental, se comprueba que la solución de Sulfato de Sodio cambia la mojabilidad hacia el agua y que puede ser una alternativa viable para aplicar a algunos yacimientos carbonatados, ya que es un producto químico barato. A primera vista, esta tecnología puede ser viable, pero se recomiendan más estudios para identificar la adsorción en núcleos de yacimientos mexicanos, y si tiene algún efecto en las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) de la roca.

#### **VI.4 Segunda fase, etapa “2a” (baja tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua)**

Con los resultados de las mediciones de presión capilar para el drene e imbibición de las muestras *M517* y *M518* (**Tablas V.30, V.31, V32 y V.33**), se graficaron los resultados para obtener las curvas de presión capilar, las cuales se presentan en las **Figura VI.14** y **Figura VI.15**. Con estos resultados gráficos se puede hacer un mejor análisis de la información.

Los resultados muestras en ambos dos casos (*M517* y *M518*) una saturación de agua irreductible muy alta de 53% y 47% respectivamente (**Figuras VI.12** y **VI.13**). Estos valores son congruentes con una mojabilidad hacia el agua muy fuerte.

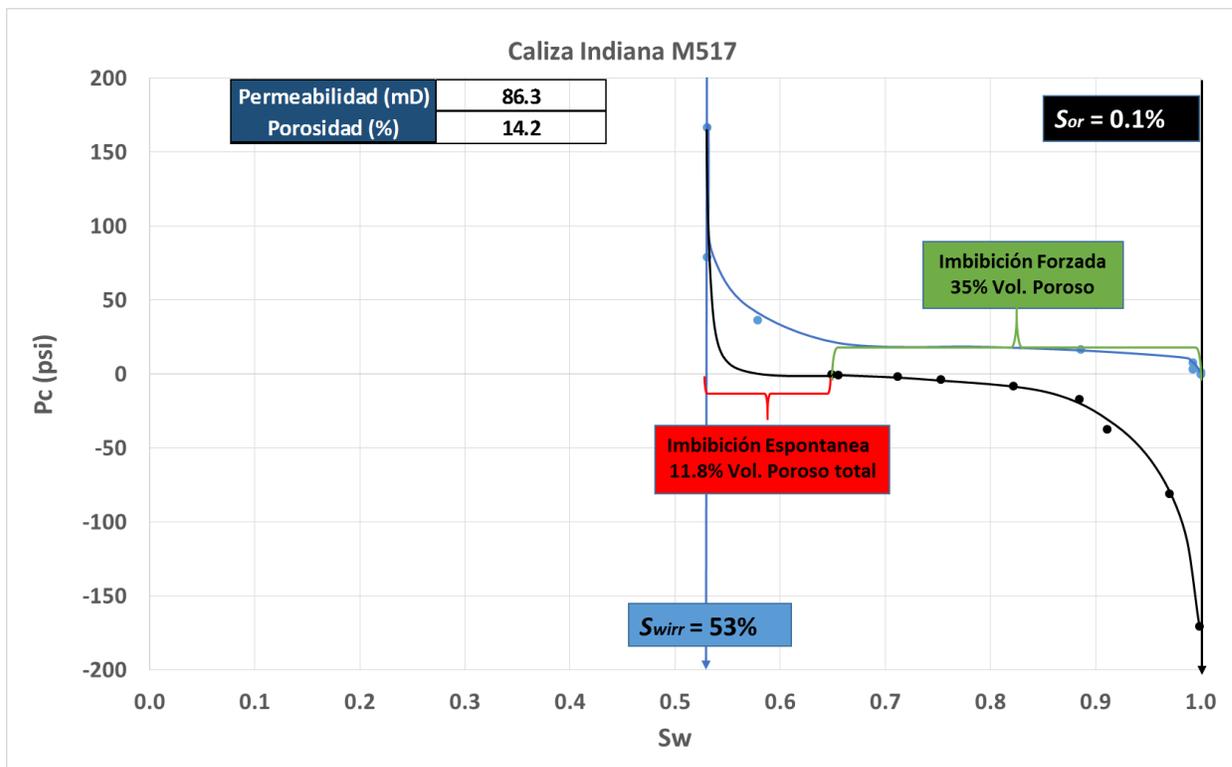
Si bien estas son rocas carbonatadas y generalmente presentan una mojabilidad hacia el petróleo, la mojabilidad hacia el agua se ha cambiado, debido a que las muestras de roca fueron previamente lavadas con Tolueno y Aminas. Este proceso de lavado remueve toda la materia orgánica (ácidos carboxílicos previamente adsorbidos) y restaura la mojabilidad hacia el agua.

En este experimento, se observa que el volumen de petróleo expulsado por imbibición espontánea (11.8% para *M517* y 20.5% para *M518*), es menor en comparación con los volúmenes expulsados cuando la tensión interfacial es alta (22.3% para *M513* y 32.9% para *M512*). Con base en lo anterior, se puede concluir que las fuerzas capilares han disminuido pero no neutralizadas completamente, aunque se haya disminuido la tensión interfacial a valores ultrabajos.

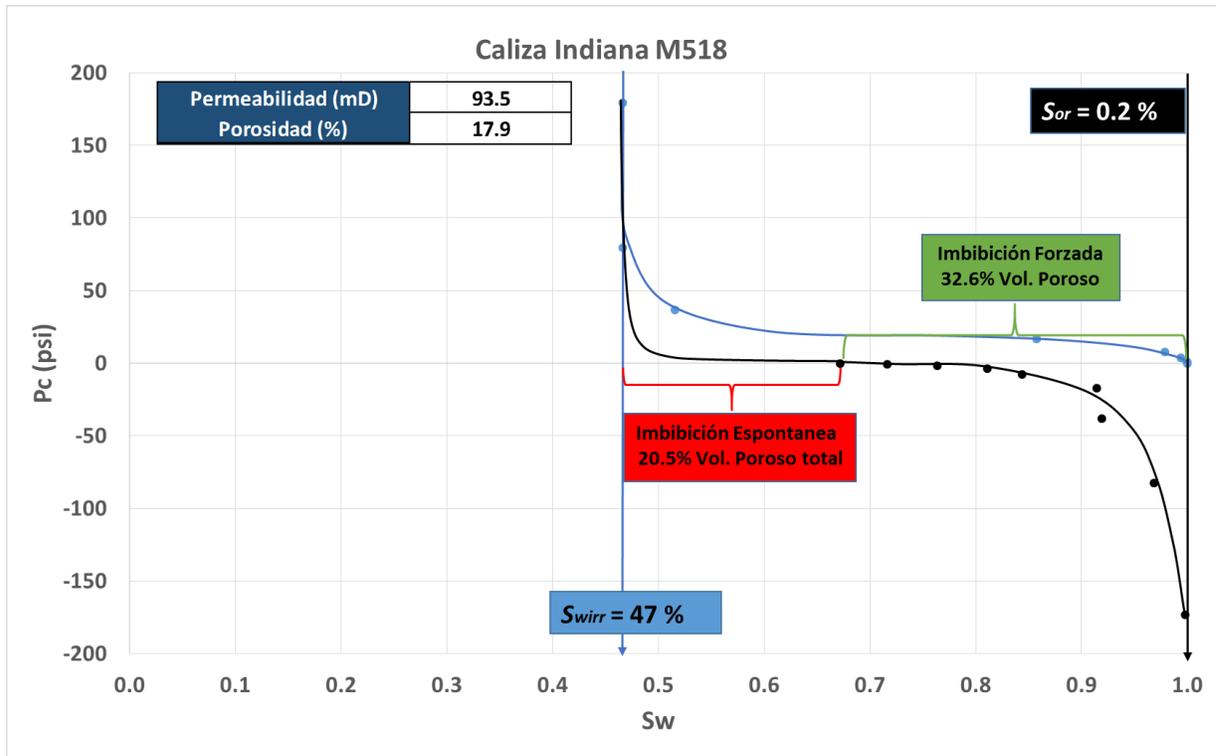
Contrario a lo que pudiera pensarse a primera impresión, las fuerzas capilares no desaparecen si la tensión interfacial se reduce a valores cercanos a cero, aunque la presión capilar sea directamente proporcional a la tensión interfacial. Estos resultados validan la teoría de *Keijze*<sup>24</sup>, que establece que una “*tension interfacial efectiva*” se genera debido a las fuerzas que atraen con mayor intensidad al fluido mojante que al no mojante

en las vecindades de la superficie de la roca (véase la **Figura VI.16**), aunque no exista tensión interfacial entre los fluidos debido al tensoactivo. Con esta teoría, se podría explicar que existe imbibición espontánea aunque la tensión interfacial se encuentre en valores ultrabajos, como la que se produjo en la mezcla de agua y petróleo de esta prueba.

Otro fenómeno que ayuda a la expulsión de petróleo de la roca cuando se disminuye la tensión interfacial, es la flotabilidad del petróleo debido a la diferencia de densidades.



**Figura VI.14** Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M517 para baja tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua.

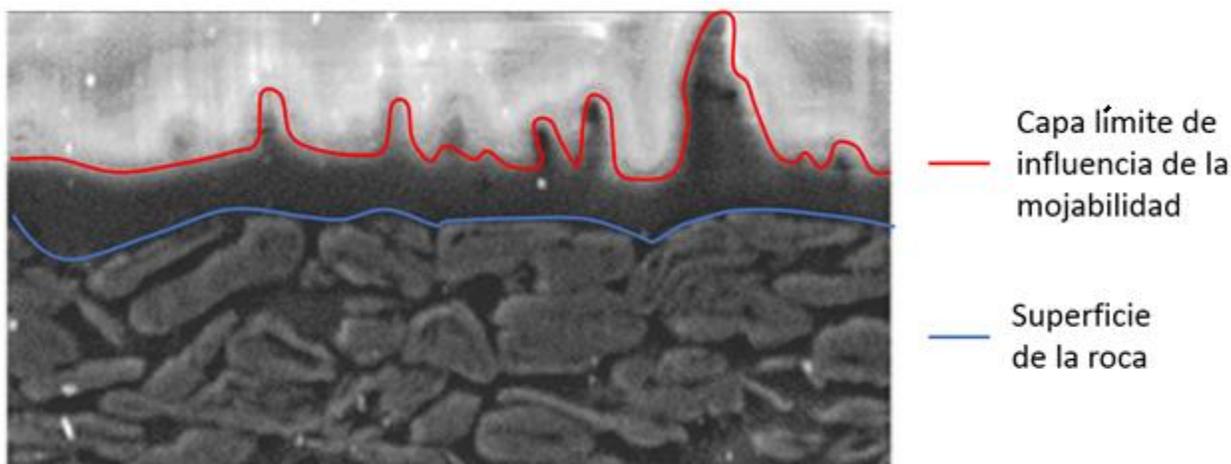


**Figura VI.15** Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M518 para baja tensión interfacial y mojabilidad hacia el agua.

En la **Figura VI.16**, se presenta un esquema del fenómeno que se sospecha sucede cuando la tensión interfacial es nula o se presenta en valores ultrabajos. En ese esquema, se muestra una superficie de roca que mantiene una película del fluido mojante, ya que si bien no existe o es casi nula la tensión interfacial, el fenómeno de mojabilidad no deja de existir, ya que la mojabilidad es el fenómeno que se presenta cuando la superficie sólida de la roca atrae con mayor fuerza a un fluido que a otro. Esta hipótesis se contrapone con el modelo conceptual utilizado actualmente, ya que si la tensión es muy cercana a cero, las fuerzas capilares también estarían muy cercanas a cero, y la mojabilidad que está implícita en el ángulo de contacto tendría que ser cero, debido a que son directamente proporcionales.

Este fenómeno tiene un impacto en las saturaciones residuales de petróleo, mismo que se comprueba en este experimento; ya que la saturación de petróleo no se llevó hasta ser igual a cero como indican los experimentos de imbibición forzada de las muestras M517 y M518 (0.1% y 0.2% respectivamente).

Otra de las conclusiones obtenidas, es que los volúmenes de petróleo que pueden extraerse con la imbibición forzada cuando la tensión interfacial es muy baja, son mayores que los volúmenes extraídos por imbibición espontánea.



**Figura VI.16** Esquema de la capa límite de influencia de las fuerzas de mojabilidad cuando un tensoactivo disminuye la tensión interfacial a valores ultrabajos.

### **VI.5 Segunda fase, etapa “2b” (tensión interfacial baja y mojabilidad hacia el petróleo)**

Los resultados de las mediciones de presión capilar para el drene e imbibición de las muestras *M502* y *M503* (**Tablas V.34, V35, V.36 y V.37**) se graficaron para obtener las curvas de presión capilar, las cuales se presentan en las **Figuras VI.17 y VI.18**.

De los resultados obtenidos en esta fase experimental, se puede observar que la muestra de roca con menor permeabilidad (*M503*) expulsó una cantidad de petróleo mayor por imbibición espontánea que la roca de mayor permeabilidad. Una explicación a esta situación, puede ser la distribución del tamaño de poros. Generalmente mientras más permeabilidad se presente en un medio poroso, mayores valores de porosidad se reportan, debido a que hay más volumen de flujo. Entonces, puede pensarse que la muestra de roca (*M503* menor porosidad y permeabilidad que la roca *M502*) tiene una distribución de garganta de poros menores, y como el tamaño de poro es directamente proporcional a las fuerzas capilares, los volúmenes de petróleo expulsados son mayores.

Se observada que el petróleo móvil es considerablemente mayor que en todas las demás fases experimentales (63.5% del volumen poroso total en promedio de las dos muestras). Lo anterior se puede explicar, porque al ser mojable por petróleo la saturación de agua irreductible disminuye, y al ser muy baja la tensión interfacial, la saturación de petróleo residual también disminuye (**Figuras VI.17 y VI.18**).

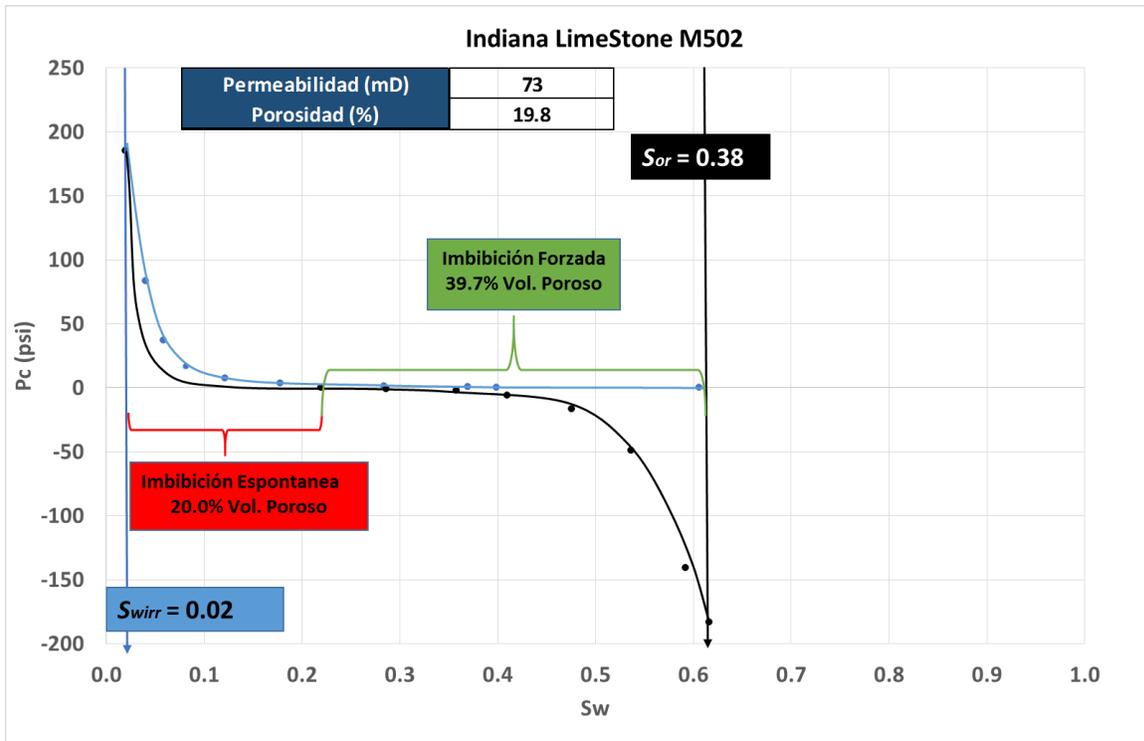


Figura VI.17 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M502 para tensión interfacial baja y mojabilidad hacia el petróleo.

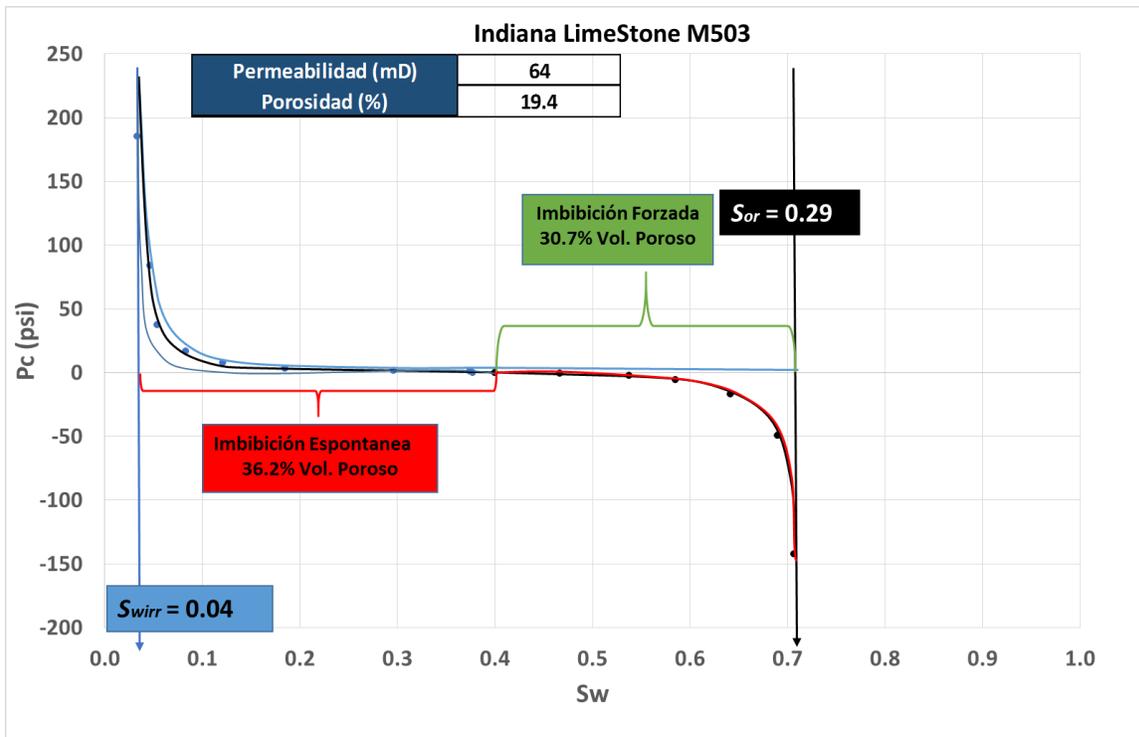


Figura VI.18 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M503 para tensión interfacial baja y mojabilidad hacia el petróleo.

## VI.6 Segunda fase, etapa "2c" (tensión interfacial baja y mojabilidad restaurada hacia el agua)

Los resultados de las mediciones de presión capilar para el drene e imbibición de las muestras M512 (Tablas V.38 y V.39), se presentan en las Figura VI.19. Los resultados de esta fase experimental son evidencias de que se puede restaurar la mojabilidad (de mojable hacia el petróleo a mojable por agua) con una solución de Sulfato de Sodio. Estos resultados son muy significativos, ya que esta tecnología puede aplicarse en proyectos de recuperación secundaria en México y en el mundo, en los que se inyecta agua. Este compuesto químico es barato, y no tendría gran impacto en los costos de inyección, pero sí en los volúmenes de petróleo que pueden recuperarse.

Los resultados experimentales para esta técnica de recuperación son muy prometedores y pueden tener un gran impacto aumentando el factor de recuperación de los yacimientos maduros en México; ya que la mayoría son yacimientos carbonatados, tal como puede observarse en la Figura VI.17, donde se tiene un volumen de petróleo expulsado del 28% por imbibición espontánea, indicando que la mojabilidad ha cambiado.

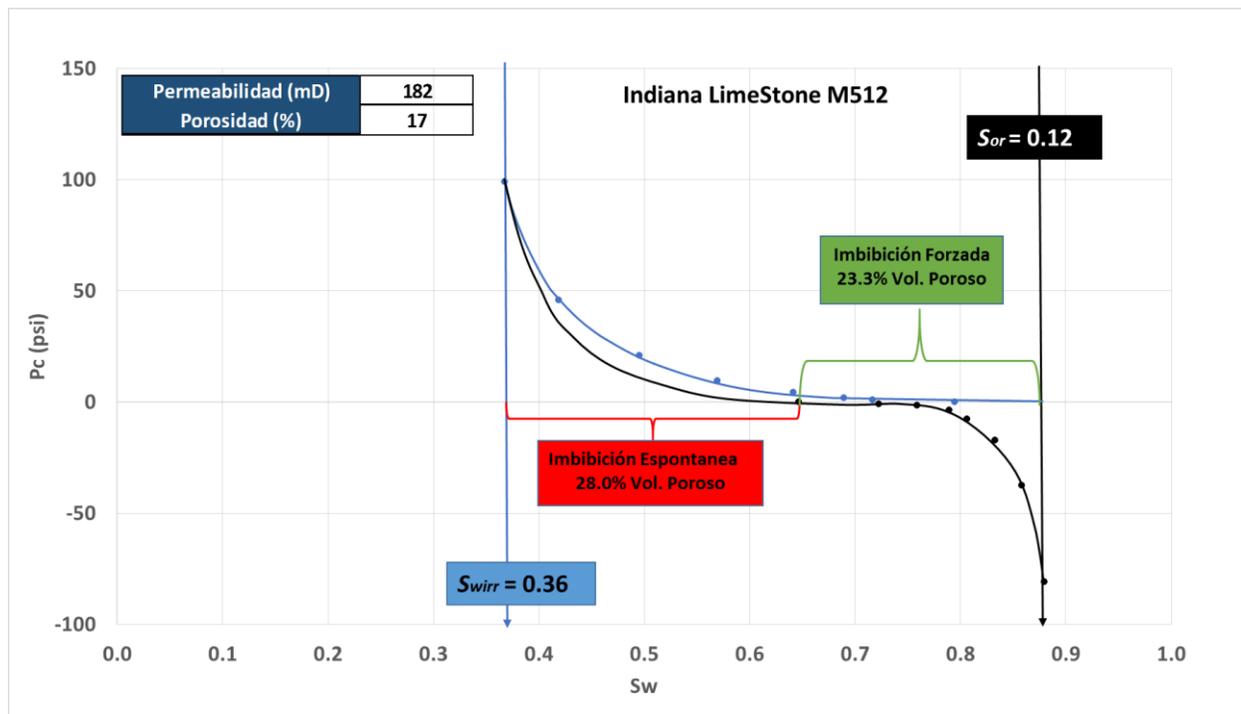


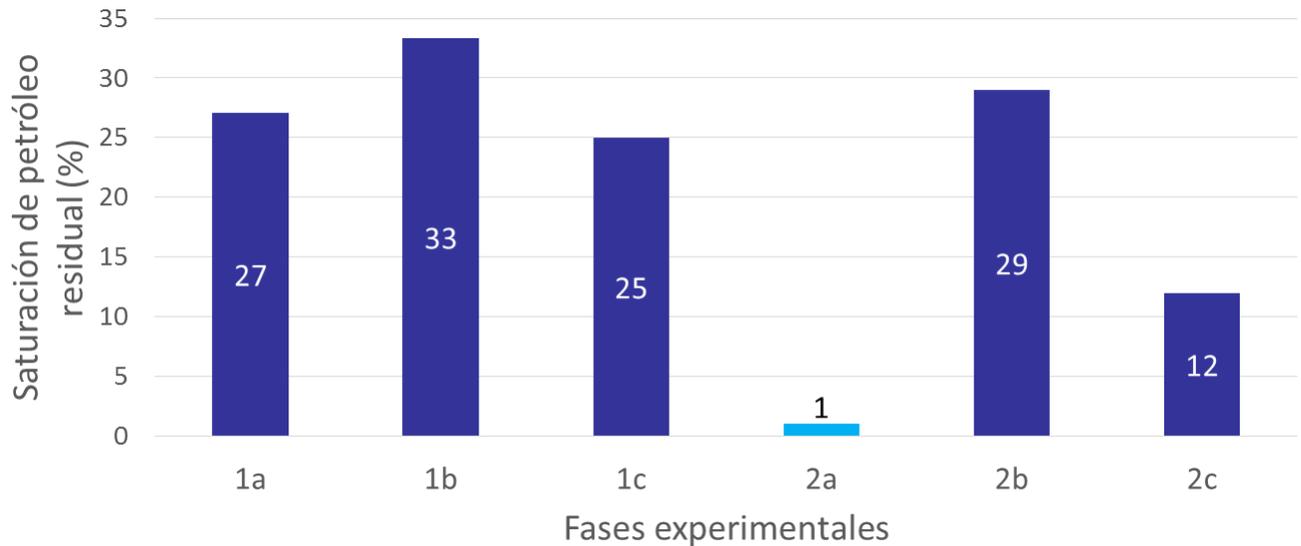
Figura VI.19 Curvas de presión capilar (histéresis) de la muestra M512 para tensión interfacial baja y mojabilidad hacia el petróleo.

## VII CONCLUSIONES

### VII.1 CONCLUSIONES PARTICULARES

El sistema evaluado es un yacimiento “*tipo A*” de acuerdo a la clasificación de Aguilera<sup>2</sup>. En ese sentido, se concluye lo siguiente:

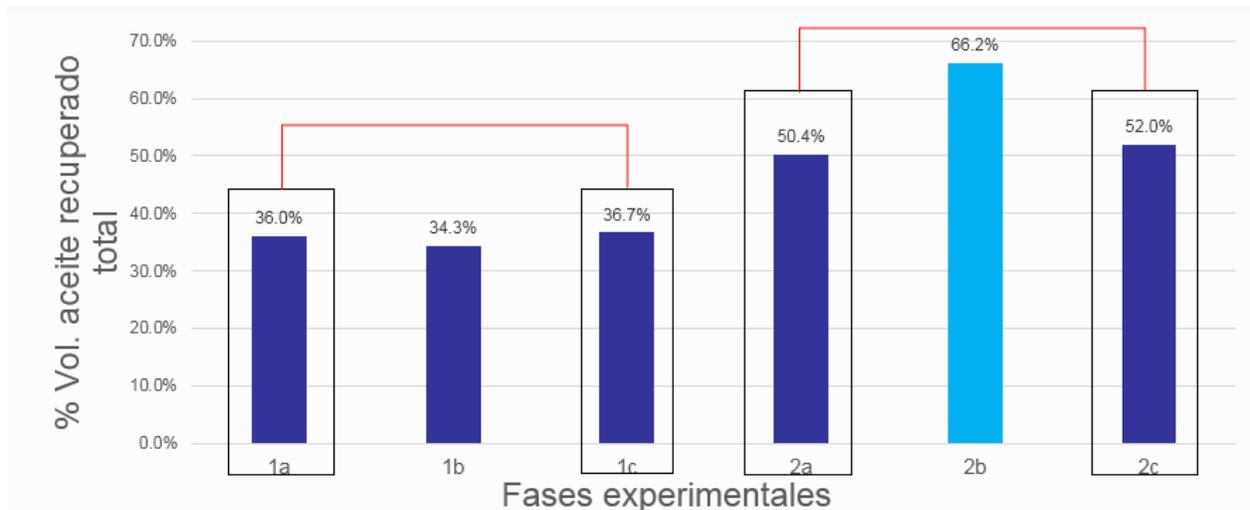
- El proceso más eficiente es la combinación de cambio de mojabilidad y reducción de tensión interfacial a valores ultrabajos, tal como lo demuestra la etapa 2a (*mojabilidad al agua y ultra baja TIF*) y la etapa 2c (*restauración de mojabilidad al agua y TIF ultra baja*) como se muestra en la **Figura VII.1**.



**Figura VII.1** Porcentaje de petróleo residual en cada fase experimental.

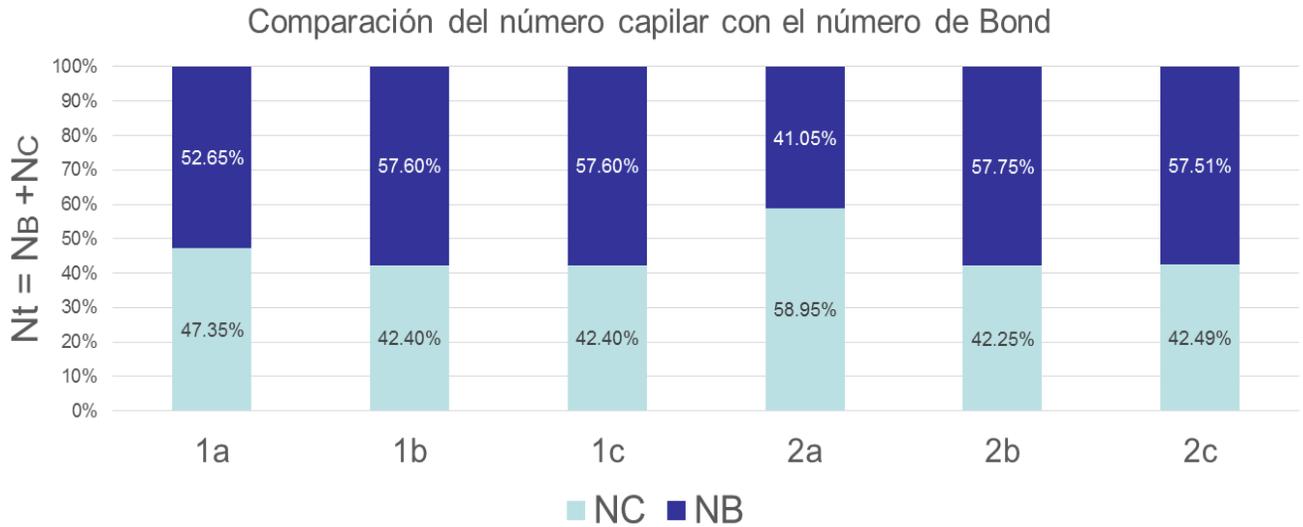
- El Sulfato de Sodio como modificador de mojabilidad funciona hasta cierto punto, ya que aunque restaura la mojabilidad al agua. Esta mojabilidad no es tan fuerte.
- La fase experimental en la que se obtuvo mayor porcentaje de recuperación de petróleo fue la 2b. Es importante mencionar que no fue el sistema más eficiente, sólo se extrajo más volumen porque había más volumen de petróleo disponible debido a la mojabilidad, como se muestra en la **Figura VII.2**. En casos en los que

la matriz presenta alta permeabilidad, es conveniente que inicialmente la roca sea mojable al petróleo, porque la saturación de agua será menor en el medio, aumentando las reservas además de que no se requiere mucha energía para poder extraer volúmenes considerables.



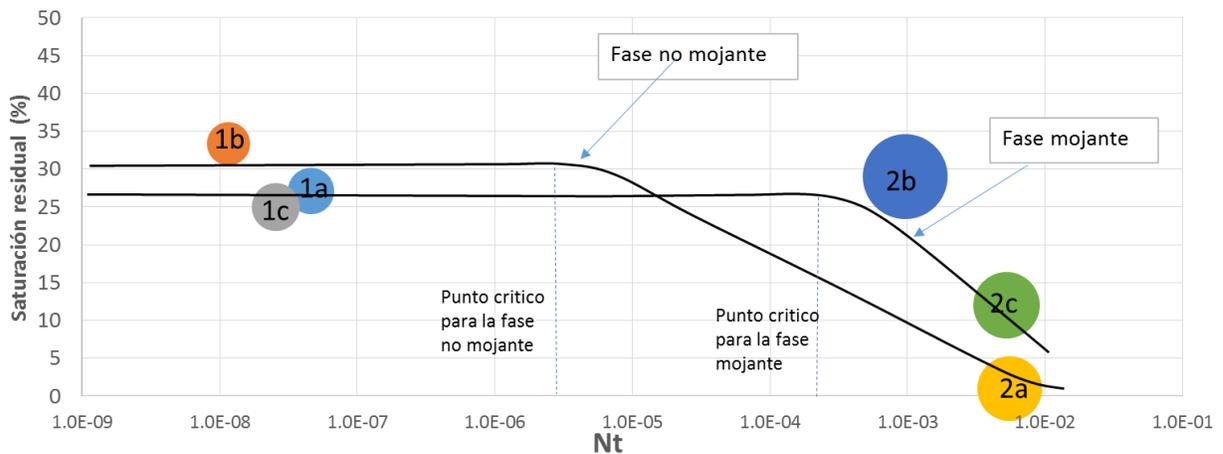
**Figura VII.2** Porcentaje de petróleo recuperado en cada fase experimental.

- Debido a la diferencia de densidades (que es considerablemente alta) y la elevada permeabilidad de la matriz, en casi todas las fases experimentales, las fuerzas de flotación (caracterizadas por el número de Bond " $N_B$ ") fueron ligeramente mayores que las fuerzas capilares (caracterizadas por el número capilar " $N_c$ "), como puede observarse en la **Figura VII.3**, donde se graficó la fracción de  $N_c$  y  $N_B$  respecto al número total de entrapamiento para cada fase experimental (dado que para flujo vertical el número total de entrapamiento es la suma aritmética de  $N_B$  y  $N_c$ , se puede identificar la fracción de las fuerzas capilares y las fuerzas de flotación en cada experimento); a excepción del caso "2a (Mojabilidad al agua y TIF ultra baja)", en este caso las fuerzas capilares fueron mayores que las fuerzas de flotación.



**Figura VII.3** Comparación del número capilar ( $N_c$ ) con el número de Bond ( $N_b$ ).

- El número total de atrapamiento para flujo vertical, aumento considerablemente al utilizar el reductor de tensión como puede observarse en la **Figura VII.4**, comparando los valores de la etapa 1 (1a, 1b y 1c) y la etapa 2 (2a, 2b y 2c) se identifica un aumento del número total de atrapamiento al utilizar el tensoactivo que disminuyó la TIF.
- Los números totales de atrapamiento se redujeron un poco al añejar las muestras de roca, esto debido al cambio de mojabilidad que se tradujo en un cambio en el ángulo de contacto, como puede observarse en la figura VII.4, en la fase 1b se redujo el número total de atrapamiento en comparación a la fase 1a y 1c, la misma situación se presentó en la etapa 2, ya que en la fase 2b se redujo el número total de atrapamiento en comparación a la fase 2a y 2c.



**Figura VII.4** Número de atrapamiento vs saturación de petróleo residual (promedio).

---

## VII.2 CONCLUSIONES GENERALES

- Las fuerzas capilares retienen el petróleo, pero la magnitud y forma en que éstas actúan varía según el rango de permeabilidad al que pertenece la roca. Por ello, no tendrán el mismo efecto en todas las rocas aunque sean de la misma constitución mineralógica.
- Movilizar el petróleo que moja la roca y movilizar el ganglio atrapado en el poro exige características distintas del surfactante (cambio de mojabilidad o reducción de la *TIF*), dado que el balance de fuerzas que actúan es diferente.
- La implementación de esta metodología de evaluación proporciona información muy valiosa acerca de cuál sería el impacto de reducción de la *TIF* y el cambio de mojabilidad por separado; y en conjunto, en los procesos de producción de petróleo para un yacimiento en específico.

---

## BIBLIOGRAFÍA

1. Abbott, S. 2018. *Surfactant Science: Principles and Practice*, version 1.0.4 03 October 2018. <https://www.stevenabbott.co.uk/downloads/Surfactant%20Science%20Principles%20and%20Practice.pdf>.
2. Aguilera, R. 1995. *Naturally Fractured Reservoirs*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
3. Alvarado, K., Cruces, L. y Menendez, C. 2017. EOR Feasibility for Mexico's Mature Fields. Artículo presentado en SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium, Salvador de Bahía, Brasil, marzo 15-16. SPE-184889-MS. <https://doi.org/10.2118/184889-MS>.
4. Anderson, W. G. 1986a. Wettability Literature Survey. Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. *J Pet Technol* **38** (10): 1125-1144. SPE-13932-PA. <https://doi.org/10.2118/13932-PA>.
5. Anderson, W. G. 1986b. Wettability Literature Survey. Part 2: Wettability Measurement. *J Pet Technol* **38** (11): 1246-1262. SPE-13933-PA. <https://doi.org/10.2118/13933-PA>.
6. Anderson, W. G. 1986c. Wettability Literature Survey. Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media. *J Pet Technol* **38** (12): 1371-1378. SPE-13974-PA. <https://doi.org/10.2118/13934-PA>.
7. Anderson, W. G. 1987a. Wettability Literature Survey. Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure. *J Pet Technol* **39** (10): 1283-1300. SPE-15271-PA. <https://doi.org/10.2118/15271-PA>.
8. Anderson, W. G. 1987b. Wettability Literature Survey. Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability. *J Pet Technol* **39** (11): 1453-1468. SPE-16323-PA. <https://doi.org/10.2118/16323-PA>
9. Anderson, W. G. 1987c. Wettability Literature Survey. Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding. *J Pet Technol* **39** (12): 1605-1622. SPE-16471-PA. <https://doi.org/10.2118/16471-PA>.
10. Ao, S. C. y Xie, X. 1991. A Formulation for the Capillary Pressure Relationship and a Statistical Description of Pore Size Distribution. Society of Petroleum Engineers. SPE-21890-MS.

- 
11. Arriaga Balderas, E. R. y Córdova Zárate, R. 2008. *Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ciencias de la Tierra, México, D.F.
  12. Barnes, K. B. 1936. Porosity and Saturation Methods. Drilling and Production Practice, New York, New York, enero 1. API-36-191
  13. BP. 2019. *BP Statistical Review of World Energy 2019*, 68th edition. London: BP. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>.
  14. Chen, G., Chen, M., Lu, Y. et al. 2018. Experimental Investigation on Mechanical Properties and Failure Mode of Natural Fractured Sandstone. Artículo presentado en SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Neuquen, Argentina, agosto 14-16. SPE-191875-MS. <https://doi.org/10.2118/191875-MS>.
  15. Coalson, E. B., Hartmann, D. J. y Thomas, J. B. 1985. Productive Characteristics of Common Reservoir Porosity Types. *Bull South Texas Geol Soc* **25** (6): 35-51.
  16. Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2012. *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México: CNH. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR\\_EOR\\_published.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR_EOR_published.pdf).
  17. Dietzel, H. J. y Koehler, M. 1998. Stimulation of a Low Permeability Natural Fractured Reservoir in the North-West German Carboniferous. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, abril 5-8. SPE-39913-MS. <https://doi.org/10.2118/39913-MS>.
  18. Donaldson, E. C., Kendall, R. F., Pavelka, E. A. et al. 1980. Equipment and Procedure for Fluid Flow and Wettability Test of Geological Materials. Report DOR/BETC/IC 79/5, US DOE, Bartlesville Energy Technology Center, Bartlesville, Oklahoma (May 1980).
  19. Dranchuk, P. M. y Sadiq, S. 1965. The Interpretation of Permeability Measurements. *J Can Pet Technol* **4** (03): 130-133. PETSOC-65-03-03. <https://doi.org/10.2118/65-03-03>.
  20. Estes, R. K. y Fulton, P. F. 1956. Gas Slippage and Permeability Measurements. *J Pet Technol* **8** (10): 69-73. SPE-642-G. <https://doi.org/10.2118/642-G>

- 
21. Goda, H. M. y Behrenbruch, P. 2011. A Universal Formulation for the Prediction of Capillary Pressure. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, octubre 30 – noviembre 2. SPE-147078-MS. <https://doi.org/10.2118/147078-MS>.
  22. Hassler, G. L and Bruner, E. 1945. Measurement of Capillary Pressure in Small Core Sample. *Trans.*, AIME **160**: 114-23. <https://doi.org/10.2118/945114-G>
  23. Heseldin, G. M. 1974. A Method of Averaging Capillary Pressure Curves. *The Log Analyst* **15** (04). SPWLA-1974-vXVn4a1.
  24. Keijzer, P. P. M. y de Vries, A. S. 1993. Imbibition of Surfactant Solutions. *SPE Advanced Technology Series* **1** (02): 110-113. SPE-20222-PA. <https://doi.org/10.2118/20222-PA>.
  25. Koottungal, L. 2010. 2010 Worldwide CO<sub>2</sub> EOR Survey. *Oil & Gas J.* **108** (14): 41-53.
  26. Koottungal, L. 2014. 2014 Worldwide EOR Survey. *Oil & Gas J.* **112** (4): 79.
  27. Lamy, C. M. M., Iglauer, S., Pentland, C. H. et al. 2010. Capillary Trapping in Carbonate Rocks. Artículo presentado en SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Barcelona, España, junio 14-17. SPE-130720-MS. <https://doi.org/10.2118/130720-MS>.
  28. Li, Y., Abriola, L. M., Phelan, T. J. et al. 2007. Experimental and Numerical Validation of the Total Trapping Number for Prediction of DNAPL Mobilization. *Environ Sci Technol* **41** (23): 8135-8141. <https://doi.org/10.1021/es070834i>.
  29. Ling, K., Han, G., Shen, Z. et al. 2014. Calculating Pore Size Distribution by Using Capillary Pressure. Artículo presentado en SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Luisiana, EUA, febrero 26-28. SPE-168183-MS. <https://doi.org/10.2118/168183-MS>.
  30. Longeron, D. G. 1980. Influence of Very Low Interfacial Tensions on Relative Permeability. *SPE J.* **20** (5): 391-401. SPE-7609-PA. <https://doi.org/10.2118/7609-PA>.
  31. Ma, S., Jiang, M.-X. y Morrow, N. R. 1991. Correlation of Capillary Pressure Relationships and Calculations of Permeability. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, octubre 6-9. SPE-22685-MS. <https://doi.org/10.2118/22685-MS>.

- 
32. McGlade, C., Sondak, G. y Han, M., 28 November 2018. World Energy Outlook 2018 *eia.org*. <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018> (Fecha de acceso: 05 de Septiembre 2019).
33. Moritis, G. 2006. CO<sub>2</sub> Injection Gains Momentum. *Oil & Gas J.* **104** (15): 37-38, 40-41.
34. Morrow, N. R. y Songkran, B. 1981. Effects of Viscous Buoyancy Forces on Nonwetting Phase Trapping in Porous Media. En *Surface Phenomena in Enhanced Oil Recovery*, ed. D. O. Shah, 387-411. New York: Springer Science+Business Media.
35. Morrow, N. R., Chatzis, I. y Taber, J. J. Entrapment and Mobilization of Residual Oil in Bead Packs. *SPE Res Eng* **3** (03): 927-934. SPE-14423-PA. <https://doi.org/10.2118/14423-PA>.
36. Muhammed, F. A. 2014. *Study and Pilot Test on a Novel EOR Method: Coupling PPG Conformance Control and Surfactant Flooding*. PhD dissertation, Missouri University of Science and Technology.
37. Paris de Ferrer, M. 2007. *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*, segunda edición. Maracaibo, Venezuela: M. Paris de Ferrer.
38. Pennell, K. D., Pope, G. A. y Abriola, L. M. 1996. Influence of Viscous and Buoyancy Forces on the Mobilization of Residual Tetrachloroethylene During Surfactant Flushing. *Environ Sci Technol* **30** (4): 1328-1335. <https://doi.org/10.1021/es9505311>.
39. Profice, S., Hamon, G. y Nicot, B. 2016. Low-Permeability Measurements: Insights. *Petrophysics* **57** (01): 30-40. SPWLA-2016-v57n1a3.
40. Roser, R., Ritchie, H. y Ortiz-Ospina, E. 2019. World Population Growth. *OurWorldInData.org*. <https://ourworldindata.org/world-population-growth/> (Fecha de acceso: 15 de enero 2019).
41. Schembre, J. M., Akin, S., Castanier, L. M. et al. 1998. Spontaneous Water Imbibition into Diatomite. Artículo presentado en SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, EUA, mayo 10-13. SPE-46211-MS. <http://doi.org/10.2118/46211-MS>.
42. Schlumberger. 2008. *Yacimientos Carbonatados: Enfrentando sus Desafíos Particulares para Maximizar la Recuperación*. ©Schlumberger.

- 
43. Schramm, L. L. 2009. *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Cambridge UK: Cambridge University Press.
44. Srinivasan, V. y Khandekar, S. 2017. Thermo-Hydrodynamic Transport Phenomena in Partially Wetting Liquid Plugs Moving Inside Micro-Channels. *Sādhanā* **42** (4): 607–624.
45. van Golf-Racht, T. D. 1982. *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company.
46. Virnovsky, G. A., Skjaeveland, S. M. y Helset, H. M. 1996. Capillary Trapping in Three-Phase Flow. Society of Petroleum Engineers. Artículo presentado en European Petroleum Conference, Milán, Italia, octubre 22-24. SPE-36856-MS. <https://doi.org/10.2118/36856-MS>.
47. Weber, K. J. y Bakker, M. 1981. Fracture and Vuggy Porosity. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, octubre 4-7. SPE-10332-MS. <https://doi.org/10.2118/10332-MS>.
48. Westbrook, L. P. y Lee, W. J. 1971. Average Water Saturation from Capillary Pressure Data. SPWLA 12th Annual Logging Symposium, Dallas, Texas, mayo 2-5. SPWLA-1971-F.
49. Zisman, W. A. 1964. Relation of the Equilibrium Contact Angle to Liquid and Solid Constitution. En *Contact Angle, Wettability, and Adhesion*, ed. F. M. Fowkes, Cap. 1, 1-51. Washington, DC: American Chemical Society. <https://doi.org/10.1021/ba-1964-0043.ch001>.
50. Green, D. W. y Willhite, G. P. 1998. Enhanced Oil Recovery. Texas: SPE Textbook Series.
51. Graue, A., Viksund, B. G. y Moe, E. R. 1999. Systematic wettability alteration by aging sandstone and carbonate rock in crude oil, *Journal of Petroleum Science and Engineering*. **24** (2-4): 85-97.
52. K.S., Teibuklis, N. B., *Chemical Engineering Science*, Vol. 52, No. 1, pp. 37-54, 1997.