



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA
EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“ANÁLISIS DE UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA
DURANTE LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS MODIFICADORES DE
LA MOJABILIDAD A ALTA TEMPERATURA”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

PRESENTA:

ANA JESSICA TORRES PÉREZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2015

ÍNDICE

	Página
LISTA DE FIGURAS.....	iv
LISTA DE TABLAS.....	vii
RESUMEN.....	viii
ABSTRACT	ix
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. PANORAMA DE LOS HIDROCARBUROS.....	1
1.2. RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR)	2
1.3. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	4
1.3.1. MÉTODOS TÉRMICOS	4
1.3.2. MÉTODOS DE INYECCIÓN DE GASES	5
1.3.3. MÉTODOS QUÍMICOS	5
1.3.4. MÉTODOS INTELIGENTES	5
1.3.5. MÉTODOS HÍBRIDOS.....	6
1.3.6. OTROS.....	6
1.4. ESTADO ACTUAL DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	6
1.5. GENERALIDADES DE UN MÉTODO QUÍMICO: INYECCIÓN DE SURFACTANTES	8
1.5.1. SURFACTANTES.....	9
1.5.2. CLASIFICACIÓN DE SURFACTANTES.....	10
1.5.2.1. Surfactantes No-lónicos	10
1.5.2.2. Surfactantes Catiónicos.....	10
1.5.2.3. Surfactantes Aniónicos.....	11
1.5.2.4. Surfactantes Zwitteriónicos	11
1.6. CONCEPTOS BÁSICOS.....	11
1.6.1. MICELAS.....	11

1.6.1.1. Concentración Micelar Crítica (CMC).....	12
1.6.2. ADSORCIÓN	12
1.6.3. MOJABILIDAD	13
1.6.4. TENSIÓN INTERFACIAL (σ).....	14
1.6.5. IMBIBICIÓN Y DRENE	15
1.6.6. PRESIÓN CAPILAR (P_c).....	15
1.6.7. CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR.....	16
1.6.8. HISTÉRESIS	18
2. ANTECEDENTES.....	19
3. HIPÓTESIS, OBJETIVO Y ALCANCES	24
3.1. HIPÓTESIS.....	24
3.2. OBJETIVO.....	24
3.3. ALCANCES.....	24
4. DISEÑO EXPERIMENTAL	25
4.1. PREPARACIÓN DE MUESTRAS DE ROCA	26
4.1.1. ROCA CALIZA BEDFORD	26
4.1.2. LIMPIEZA DE LAS MUESTRAS DE ROCA	27
4.2. PROPIEDADES DEL ACEITE	28
4.2.1. MEDICIÓN DE LA DENSIDAD DEL ACEITE.....	28
4.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE.....	30
4.3. PROCESO DE SATURACIÓN	31
4.4. PREPARACIÓN DE QUÍMICOS.....	33
4.4.1. SALMUERA SINTÉTICA	33
4.4.2. QUÍMICOS.....	34

4.4.2.1. Propiedades de los químicos.....	34
4.4.2.2. Concentración de los químicos	35
4.5. ACONDICIONAMIENTO EXPERIMENTAL	36
4.5.1. PROCESOS DE IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA	36
4.5.2. MEDICIÓN DEL ACEITE RECUPERADO	40
5. RESULTADOS EXPERIMENTALES.....	41
5.1. RESULTADOS DEL QUÍMICO AMESUS 3100	42
5.2. RESULTADOS DEL QUÍMICO AMESUS1100.....	43
5.3. RESULTADOS DEL QUÍMICO AMIM 001.....	45
5.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	46
CONCLUSIONES.....	49
RECOMENDACIONES	50
APÉNDICE A.....	51
APÉNDICE B.....	52
APÉNDICE C.....	55
APÉNDICE D	58
APÉNDICE E	61
REFERENCIAS.....	64

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1 Demanda mundial de energía con el tiempo (CNH, 2012).....	1
Figura 1.2 Producción mundial de aceite por tipo de fuente, en millones de barriles por día. (CNH, 2012).....	2
Figura 1.3 Esquema de los métodos de recuperación (Modificada de Kokal y Al-kaabi, 2010).	3
Figura 1.4 Madurez y desarrollo de los métodos de recuperación mejorada (Kokal y Al-kaabi, 2010).	7
Figura 1.5 Esquema de inyección de químicos (CNH, 2012).	8
Figura 1.6 Esquema de como se define el tipo de surfactante.	9
Figura 1.7 Representación de una estructura micelar en un medio polar.....	12
Figura 1.8 Ángulos de contacto que definen la mojabilidad.	13
Figura 1.9 Tensión interfacial entre el agua y el aceite.....	14
Figura 1.10 Fenómeno de presión capilar	15
Figura 1.11 Curvas de presión capilar.	17
Figura 1.12 Ángulos de contacto en la histéresis	18
Figura 2.1 Celda de imbibición con acumulación de aceite en el cuello.....	20
Figura 4.1 Esquema del desarrollo experimental.....	25
Figura 4.2 Fósiles presentes en la roca caliza de Indiana.....	26
Figura 4.3 Muestras de roca caliza Bedford.	27
Figura 4.4 Limpieza de muestras en una cámara de vacío.....	27
Figura 4.5 Secado de muestras de roca en la estufa de convección.....	28
Figura 4.6 Picnómetro.	28
Figura 4.7 Picnómetro vacío siendo pesado.....	28
Figura 4.8 Picnómetro con muestra de aceite siendo pesado.	29

Figura 4.9 Ubicación geográfica de los campos Ku Maloob Zaap.	30
Figura 4.10 Celda con muestras de roca y aceite pesado.	31
Figura 4.11 Bomba de Inyección con la cual se saturaron las muestras de roca de aceite.	31
Figura 4.12 Gráfica del comportamiento de la presión durante la saturación de aceite pesado.	32
Figura 4.13 Experimentos base.	36
Figura 4.14 Químico AMESUS 3100 a la temperatura de 50°C.	37
Figura 4.15 Químico AMESUS 3100 a la temperatura de 70°C.	37
Figura 4.16 Químico AMESUS 3100 a la temperatura de 100°C.	37
Figura 4.17 Químico AMESUS 1100 a la temperatura de 50°C.	38
Figura 4.18 Químico AMESUS 1100 a la temperatura de 70°C.	38
Figura 4.19 Químico AMESUS 1100 a la temperatura de 100°C.	38
Figura 4.20 Químico AMIM 001 a la temperatura de 50°C.	39
Figura 4.21 Químico AMIM 001 a la temperatura de 70°C.	39
Figura 4.22 Químico AMIM 001 a la temperatura de 100°C.	39
Figura 4.23 Filtración de las soluciones para recuperar el aceite expulsado de la roca.	40
Figura 4.24 Secado del papel filtro para obtener el peso del aceite recuperado.	40
Figura 5.1 Experimentos base después del proceso de imbibición.	41
Figura 5.2 Gráfica de barras de los factores de recuperación para el químico AMESUS 3100.	42
Figura 5.3 Factores de recuperación para el químico AMESUS 3100.	43
Figura 5.4 Gráfica de barras de los factores de recuperación para el químico AMESUS 1100.	44
Figura 5.5 Factores de recuperación para el químico AMESUS 1100.	44
Figura 5.6 Gráfica de barras de los factores de recuperación para el químico AMIM 001.	45

Figura 5.7 Factores de recuperación para el químico AMIM 001.	46
Figura 5.8 Esquema del fenómeno de adsorción cuando la concentración del agente químico (c) es menor a la concentración micelar crítica (cmc).	47
Figura 5.9 Esquema del fenómeno de adsorción cuando la concentración del agente químico (c) es mayor a la concentración micelar crítica (cmc).	48

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 2.1 Pruebas de imbibición espontánea.	21
Tabla 2.2 Resultados de la inyección secundaria.	22
Tabla 4.1 Composición química de la caliza Bedford.	26
Tabla 4.2 Valores de las mediciones con el picnómetro vacío y lleno.	29
Tabla 4.3 Parámetro Internacional del Instituto Americano del Petróleo (API)	30
Tabla 4.4 Componentes de la salmuera	33
Tabla 4.5 Cantidad de surfactante a emplear.	35
Tabla 5.1 Resultados del factor de recuperación para el químico AMESUS 3100.	42
Tabla 5.2 Resultados del factor de recuperación para el químico AMESUS 1100.	43
Tabla 5.3 Resultados del factor de recuperación para el químico AMIM 001.	45

RESUMEN

Uno de los principales retos que actualmente existen en la Industria Petrolera a nivel mundial, específicamente en yacimientos naturalmente fracturados, es la implementación de los procesos de recuperación mejorada exitosos. Desde el punto de vista técnico, los métodos térmicos y/o químicos representan una gran oportunidad para mejorar la transferencia de masa y calor en un sistema matriz-fractura.

Para demostrar esta viabilidad es necesario desarrollar procesos que combinan las ventajas de usar vapor y/o fluidos calientes junto con productos químicos multifuncionales de elevado rendimiento, que en conjunto sean capaces de controlar la canalización de fluidos y alterar favorablemente la mojabilidad de las rocas carbonatadas en condiciones elevadas de temperatura y salinidad.

El objetivo del presente trabajo es poner a prueba a escala de laboratorio la posibilidad de combinar los beneficios de la aplicación de un método químico asistido por uno térmico, en presencia de salmuera de alta salinidad y alta temperatura.

A través de experimentos de imbibición espontánea sencillos a condiciones de laboratorio en muestras de rocas de carbonatos, se evaluaron los mecanismos de recuperación de aceite pesado en el proceso térmico (reducción de la viscosidad) y en el químico (cambio de mojabilidad).

Los experimentos se llevaron a cabo a tres temperaturas diferentes (50°C, 70°C y 100°C) con tres químicos modificadores de la mojabilidad a tres concentraciones diferentes (0.05%, 0.1% y 0.2%). Con el fin de evaluar el comportamiento de la recuperación de aceite pesado de las 27 posibilidades generadas y teniendo como caso base experimentos de imbibición sin presencia de químicos sometidos a las mismas temperaturas.

Finalmente, se observó que la combinación de un método térmico con uno químico tiene un efecto significativo en la recuperación de aceite pesado por imbibición, en el cambio de mojabilidad y en la reducción de la viscosidad; dado que los experimentos en presencia de químicos modificadores de la mojabilidad mostraron que a mayor temperatura se presenta mayor recuperación de aceite pesado.

ABSTRACT

One of the major challenges that currently exist in the global oil industry, specifically in naturally fractured reservoirs, is to implement successful enhanced oil recovery processes. From the technical point of view, thermal methods and/or chemicals represent a big opportunity to enhanced the mass and heat transfer in a matrix-fracture system.

To demonstrate this viability is necessary to develop processes that combine the benefits of using steam and/or hot fluids coupled with high performance multifunctional chemicals which together are capable to control the channeling of fluids and favorably alter the wettability of carbonate rocks in elevated conditions of temperature and salinity.

The objective of the project is to test at laboratory scale the feasibility of combining the benefits of applying a chemical method assisted with a thermal one, in the presence of high salinity brine and high temperature.

Through simple imbibition experiments at laboratory conditions in carbonate rock samples, the heavy oil recovery mechanisms in thermal (viscosity reduction) and chemical (change of wettability) processes will be evaluated.

The experiments will be carried at three different temperatures (50°C, 70°C and 100°C) with three chemical modifiers wettability to three different concentrations (0.05%, 0.1% and 0.2%). In order to evaluate the behavior of the heavy oil recovery from the 27 possibilities generated and having imbibition experiments as base case without the presence of chemicals subject to the same temperatures.

Finally, it was observed that the combination of thermal and chemical methods has a significant effect on the recovery of heavy oil by imbibition, wettability changes, and viscosity reduction, given that the experiments in presence of chemicals showed that at higher temperature increases the recovery of heavy oil.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. PANORAMA DE LOS HIDROCARBUROS

De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2012) y con base en los estudios de la Agencia Internacional de Energía (AIE, 2005), estiman que la demanda mundial de energía continuará dependiendo principalmente de los hidrocarburos (crudo y gas). De acuerdo con los pronósticos al año 2030, los hidrocarburos contribuirán aproximadamente con el 60 por ciento de la demanda total; entre estos, el petróleo crudo contribuirá con el 35 por ciento y registrará un crecimiento anual del 1.6 por ciento como se observa en la **Figura 1.1**.

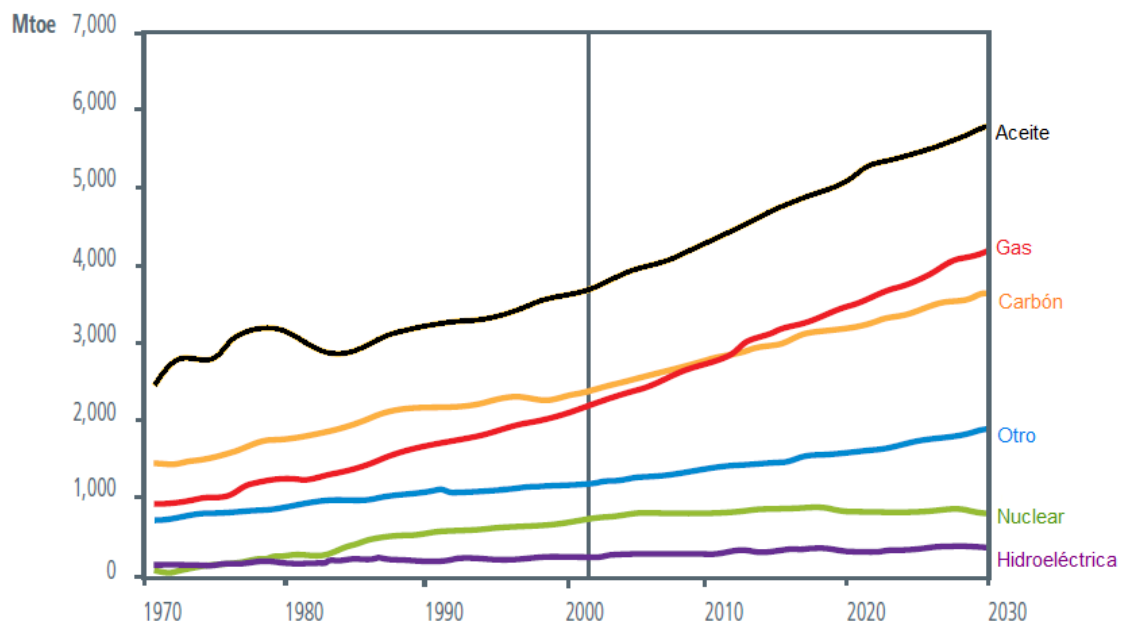


Figura 1.1 Demanda mundial de energía con el tiempo (CNH, 2012).

Mtoe (Megatonne de aceite equivalente) = 1, 000, 000 tonne de aceite equivalente. (Un tonne es una unidad que representa la energía generada por la combustión de una tonelada métrica de aceite o 7.4 barriles de aceite, equivalente a 1.000×10^{10} Cal (Calorías) = 41.87 GJ (Giga Joules)).

Una proyección realizada por la misma agencia muestra que la producción mundial de petróleo crudo será superior a los 100 millones de barriles por día para el año 2030, como se muestra en la **Figura 1.2**, observándose también la contribución de las diferentes fuentes a la producción mundial de aceite.

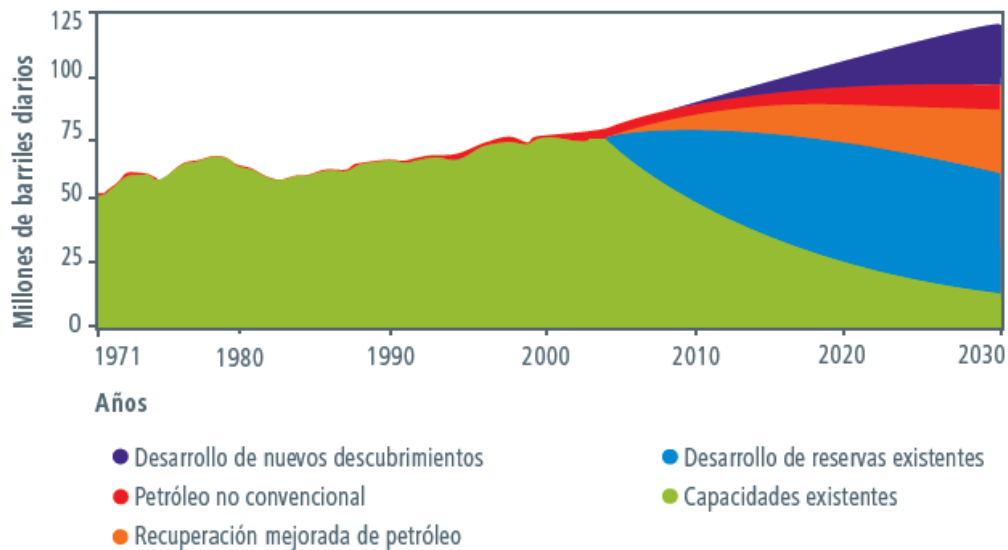


Figura 1.2 Producción mundial de aceite por tipo de fuente, en millones de barriles por día. (CNH, 2012).

Una de las conclusiones más relevantes de este análisis es que la producción proveniente de recursos convencionales presenta una tendencia a declinar, a pesar del desarrollo acelerado de las reservas existentes, por lo que deja clara la importancia de la incorporación de recursos no-convencionales y nuevos descubrimientos, así como de la aportación de la recuperación mejorada a la aportación mundial.

En el futuro, una fracción importante de la producción mundial de petróleo crudo provendrá de recursos no-convencionales, como son el aceite pesado, bitumen, aceite de aguas profundas, gases convertidos a líquidos por procesos de refinería y rocas lutitas impregnadas con aceite o gas (shale oil o shale gas), entre otros.

1.2. RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR)

La recuperación primaria y secundaria (recuperación convencional) se dirige a aceite móvil en el yacimiento y la recuperación terciaria o EOR (por sus siglas en inglés, *Enhanced Oil Recovery*) se dirige a aceite inmóvil (el aceite que no se puede producir debido a la capilaridad y a las fuerzas viscosas). Los métodos de recuperación primaria, secundaria y terciaria siguen una progresión natural de producción de aceite desde el inicio hasta un punto donde ya no es económico para producir desde el yacimiento, en la **Figura 1.3** se muestra un esquema de los métodos de recuperación.

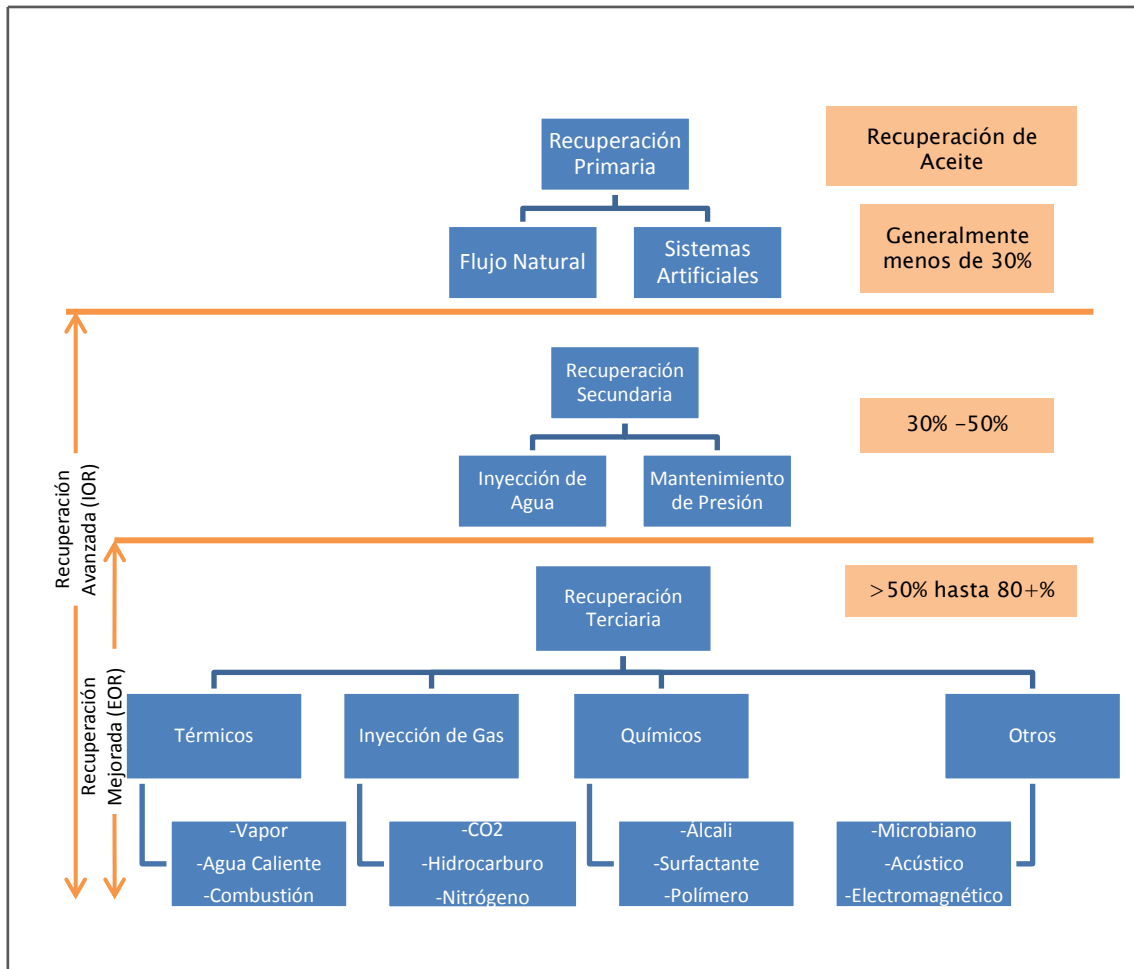


Figura 1.3 Esquema de los métodos de recuperación (Modificada de Kokal y Al-kaabi, 2010).

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento (Lake, Larry W; 1989). Esta definición abarca todos los modos de procesos de recuperación (desplazamientos, remojo e intervenciones a pozo), y considera muchas sustancias para la recuperación de aceite. Es importante señalar que los métodos de EOR no se restringen a métodos de una etapa de producción dada (primaria, secundaria o terciaria).

La recuperación, especialmente la recuperación mejorada, está estrechamente relacionada con el precio del petróleo y la economía en general. En promedio, el factor de recuperación en todo el mundo a partir de los métodos de recuperación convencionales (primaria y secundaria) es de aproximadamente un tercio de lo que estaba originalmente presente en el yacimiento.

Esto implica que el objetivo para la recuperación mejorada es sustancial (2/3 del recurso base), es decir, se debe mejorar el factor de recuperación, lo que se puede lograr mediante la implementación de tecnologías avanzadas.

Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria). Existen casos de éxito en el mundo en donde el factor de recuperación ha superado el 70 por ciento del volumen original *in situ*.

La recuperación avanzada o IOR (por sus siglas en inglés, *Improve Oil Recovery*) se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y los métodos de EOR; sin embargo, también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno; pozos horizontales; polímeros para el control de la movilidad; así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos.

1.3. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Los métodos de recuperación mejorada son clasificados por los principales mecanismos de desplazamiento de aceite. Realmente, existen solo tres mecanismos básicos para la recuperación de aceite de la roca. Los métodos se agrupan con base en: (a) La reducción de la viscosidad del aceite, (b) La extracción del aceite con un solvente, y (c) La alteración de la capilaridad y fuerzas viscosas entre el aceite, el fluido inyectado y la superficie de la roca. Los métodos de recuperación mejorada están clasificados dentro de las siguientes categorías: térmicos, inyección de gases, químicos, inteligentes, híbridos y otros.

1.3.1. MÉTODOS TÉRMICOS

Estos métodos comúnmente se aplican a yacimientos de aceites pesados de alta viscosidad, los cuales tienen densidades menores a 20°API y viscosidades entre 200-2000 cP, aproximadamente, e implican la introducción de energía térmica o de calor dentro del yacimiento para elevar la temperatura del aceite y reducir su viscosidad. La inyección de vapor (o agua caliente) y la combustión *in-situ* son los métodos de recuperación térmica más populares. Los tres métodos comunes que involucran la inyección de vapor son la estimulación de vapor cíclica (huff and puff), inundación de vapor e inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD). La combustión *in-situ* involucra la inyección de aire, donde el aceite es encendido, generando calor internamente y también produce gases de combustión, que mejoran la recuperación.

1.3.2. MÉTODOS DE INYECCIÓN DE GASES

Estos métodos tienen por objetivo incrementar el número capilar o favorecer el drene gravitacional. Esto significa que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite se reduce. Estos métodos recuperan aceite por transferencia de masa. La inyección de gas, especialmente el CO₂, es otro método popular en recuperación mejorada y es aplicable en yacimientos de aceite ligero, tanto en carbonatos y areniscas. Por dos razones: incrementa la recuperación de aceite a través de la miscibilidad y a su vez se elimina un gas de efecto invernadero. El gas hidrocarburo también es un excelente solvente para yacimientos de aceite ligero, si está disponible. En lugares donde no puede ser monetizado (no hay mercado local) puede ser inyectado en un yacimiento de aceite como método de recuperación mejorada. Otros gases que pueden ser inyectados son el nitrógeno (N₂) y gases de combustión (mezcla de CO₂ y otros gases de combustión). Los retos actuales en la inyección de gas como método de recuperación mejorada son evitar la canalización, y el más importante, la disponibilidad de una fuente de gas de bajo costo.

1.3.3. MÉTODOS QUÍMICOS

En la recuperación mejorada química o inyección de químicos, el objetivo principal es recuperar más aceite por uno de los siguientes procesos o una combinación de ellos: (1) control de la movilidad mediante la adición de polímeros para reducir la movilidad del agua inyectada, (2) reducción de la tensión interfacial (IFT) mediante el uso de surfactantes, y/o álcalis y (3) el cambio en la mojabilidad de la roca. La inyección de químicos es más compleja y, por lo tanto, tiene un mayor grado de incertidumbre, pero si la formulación del químico es apropiadamente diseñada y controlada para las condiciones de flujo en el yacimiento, los químicos pueden tener un alto potencial para alcanzar excelentes recuperaciones de aceite.

1.3.4. MÉTODOS INTELIGENTES

Estos métodos hacen referencia a la inyección de agua inteligente o *Smartflooding*. Se describen como un rubro independiente debido al gran auge que estos métodos actualmente tienen en la industria debido a los resultados prometedores. También se le conoce como inyección de salmuera de baja salinidad. La modificación de la química del agua inyectada conlleva a un comportamiento de mojabilidad optimizado. En este proceso se trata de disminuir la fuerza iónica del agua.

1.3.5. MÉTODOS HÍBRIDOS

Se le llama a la nueva generación de técnicas que proviene de la combinación de varias a fin de hacer el proceso general más eficiente y se minimice la retención o pérdida de químicos. Algunos de estos métodos son: inyección de salmuera de baja salinidad con surfactantes, inyección de agua alternada con inyección de gas (WAG), inyección cíclica de CO₂ e Inyección de polímero-surfactante-álcali (ASP).

1.3.6. OTROS

Se trata de métodos que no entran en ninguna de las clasificaciones anteriores, y en este campo entra la inyección microbiana, que consiste en inyectar una solución de microorganismos y nutrientes. Los microorganismos son utilizados para producir químicos, llamados metabolitos, que mejoran la recuperación de aceite. En este método se reduce la viscosidad por la producción de gas o degradación de hidrocarburos saturados de largas cadenas; se mejora la permeabilidad absoluta de la roca debido a la generación de ácidos que disuelven la matriz de la roca; se reduce la viscosidad del aceite por biosurfactantes; se crea taponamiento selectivo por microorganismos y biopolímeros; se incrementa la viscosidad del agua debido a los biopolímeros.

1.4. ESTADO ACTUAL DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Según la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), un estudio detallado a partir de fuentes de literatura, reportes de empresas y de bases de datos internacionales, permitió identificar tendencias importantes en diferentes métodos, combinación de tecnologías, así como las tendencias en Estados Unidos en el uso de los mismos. Un resumen de dicho estudio señala lo siguiente:

- ◆ Los métodos químicos aún no contribuyen de manera importante a la producción de crudo a nivel mundial. Sin embargo, existe un crecimiento importante en el número de evaluaciones y pruebas piloto que sugieren que estos métodos están mostrando una tendencia creciente en los últimos años. Un área con reciente auge es la combinación de tecnologías de inyección de geles o espumas (*conformance*) con la inyección de sistemas de geles coloidales, agentes modificadores de mojabilidad (en yacimientos carbonatados) o sistemas Álcali-Surfactante-Polímero o Surfactante-Polímero (ASP o SP).

- ◆ En yacimientos de areniscas dominan los procesos térmicos y químicos; mientras que en formaciones carbonatadas o dolomíticas dominan los procesos de inyección de gases, especialmente la inyección de CO₂ (continua o en esquemas de inyección alternada con agua o WAG, Water-Alternating-Gas).
- ◆ Los métodos térmicos siguen siendo los procesos establecidos para yacimientos de crudos pesados y extra-pesados.
- ◆ Aún cuando la inyección de CO₂ ha despertado gran interés como método de recuperación mejorada y que existen posibilidades de generar ingresos por almacenamiento de emisiones, su uso como método de EOR se justifica sólo si existen fuentes cercanas de este gas y pueda generarse a costos razonables debido a que los altos costos de captura, separación y transporte de CO₂, unidos a la falta de regulaciones claras y específicas de cada país, estado o región, hacen difícil justificar técnica y económicamente este tipo de proyectos.
- ◆ Los dos métodos de recuperación mejorada más populares son: los térmicos (vapor) y la inyección de gas miscible, que son tecnologías maduras. En los métodos químicos, la inyección de polímeros está alcanzando un estatus comercial como se observa en la **Figura 1.4**. La inyección de gas ácido, la combustión in-situ (incluyendo el más nuevo: la inyección de aire de alta presión, HPAI) y la combinación de inyección de químicos se encuentran todavía en la etapa de desarrollo tecnológico. Algunas tecnologías nuevas, como los métodos microbianos, híbridos y otros están en fase de investigación y desarrollo (Kokal y Al-kaabi, 2010).

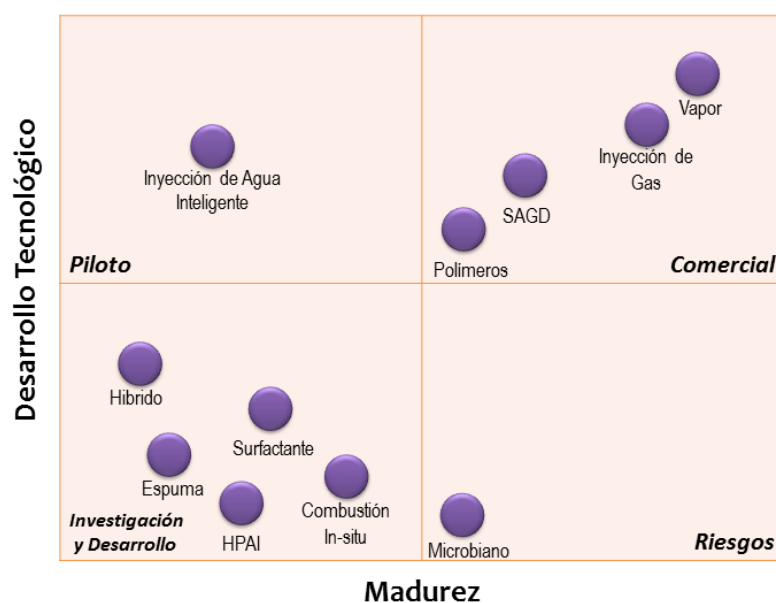


Figura 1.4 Madurez y desarrollo de los métodos de recuperación mejorada (Kokal y Al-kaabi, 2010).

1.5. GENERALIDADES DE UN MÉTODO QUÍMICO: INYECCIÓN DE SURFACTANTES

El objetivo principal de este método es disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el agua para desplazar volúmenes discontinuos de crudo atrapado, generalmente después de procesos de recuperación por inyección de agua.

Este método consiste en un proceso de inyección de múltiples baches, incluyendo la inyección de agentes químicos con actividad superficial (surfactantes) en el agua. Dichos aditivos químicos reducen las fuerzas capilares que atrapan el crudo en los poros de la roca de formación. El tapón de surfactante desplaza la mayoría del crudo del volumen contactado del yacimiento, formando un banco fluyente de agua/petróleo que se propaga delante del bache o tapón de surfactante, como se muestra en la **Figura 1.5**. La tensión interfacial se debe mantener en el frente de desplazamiento para evitar que el aceite movilizado sea re-atrapado. Asimismo, la retención del surfactante debe ser baja. La temperatura, así como la salinidad son factores muy importantes que se deben considerar.

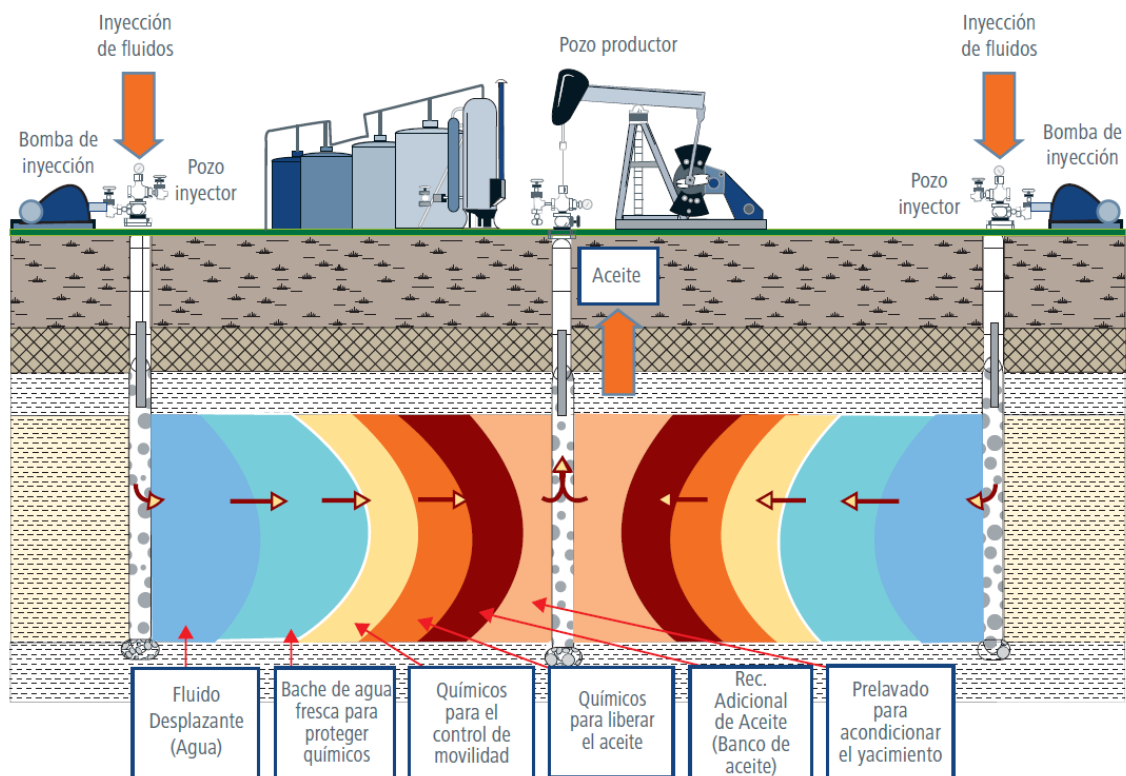


Figura 1.5 Esquema de inyección de químicos (CNH, 2012).

1.5.1. SURFACTANTES

Los surfactantes son agentes químicos "activos en superficie" (su nombre es un acrónimo inglés: "surfactant", de **surface**, superficie; **active**, activo, y **-ant**, -ante). Los surfactantes son generalmente compuestos orgánicos anfílicos que modifican las propiedades físicas de una superficie o interfase, reduciendo su tensión superficial, por lo que también se le conoce como tensoactivo.

La cabeza del anfífilo es la parte hidrofílica y define el tipo de surfactante que puede ser, tal como se presenta en la **Figura 1.6**:

- ◆ No iónica (sin carga) en los surfactantes no iónicos.
- ◆ Iónica:
 - Con carga negativa, en surfactantes aniónicos.
 - Con carga positiva, en surfactantes catiónicos.
 - Con carga tanto positiva como negativa, en surfactantes zwitteriónicos o anfóteros (anfotéricos).

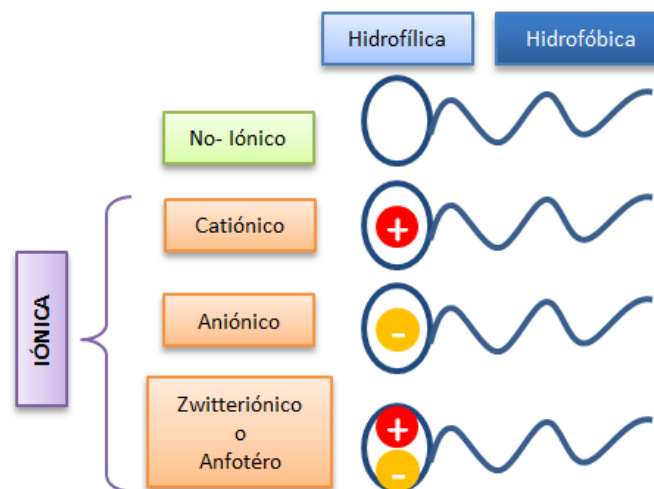


Figura 1.6 Esquema de como se define el tipo de surfactante.

La cola de los surfactantes es la parte hidrofóbica y puede ser:

- ◆ Una cadena hidrocarbonada (por ejemplo hidrocarburos aromáticos, alcanos, alquenos, cicloalcanos).
- ◆ Una cadena alquil éter:
 - Etoxi
 - Propoxi

- ◆ Una cadena fluorocarbonada.
- ◆ Una cadena de siloxano.

Los surfactantes también se pueden definir como moléculas asimétricas que poseen dos regiones, una cadena larga no polar y una extremidad polar. Esta estructura molecular le permite presentar ciertas características:

- ◆ Son compuestos que contienen grupos con solubilidad opuesta, por un lado una cadena hidrocarbonada soluble en disolventes no polares, normalmente llamado grupo liofóbico (hidrofóbico) y del lado opuesto un grupo funcional que tiene una atracción fuerte hacia disolventes polares, este grupo es llamado liofílico (hidrofílico).
- ◆ Son solubles en un sistema líquido de por lo menos una fase.
- ◆ Cuando la concentración del surfactante en la solución excede cierto valor llamado concentración micelar crítica (CMC), forman un agregado llamado micela.

Las interacciones con especies polares son principalmente a través de la unión con hidrógeno y fuerzas electrostáticas.

1.5.2. CLASIFICACIÓN DE SURFACTANTES

Los surfactantes se pueden clasificar en función a la carga eléctrica que presenta la parte superficialmente activa de sus moléculas y a sus propiedades fisicoquímicas:

1.5.2.1. Surfactantes No-Iónicos

Son aquellos que en solución acuosa no forman iones, ya que su parte hidrofílica está formada por grupos polares no ionizados como: -OH, -SH, -O-R ó -COO-R. Una gran parte de este tipo de surfactantes son alcoholes grasos o fenoles etoxilados.

Al no ionizarse en agua, no forman sales con los iones en solución y son igualmente efectivos en aguas blandas y duras. Tienen la ventaja de ser compatibles con la mayoría de los productos químicos. Se utilizan en fármacos y cosméticos y como emulsificantes y solubilizantes en alimentos.

1.5.2.2. Surfactantes Catiónicos

Son aquellos que en disolución acuosa se disocian en una parte anfífila, constituida por sales de amonio cuaternario o de alquilaminas con cadenas de 8–25 C, y un anión, generalmente Cl^- , Br^- , OH^- ó SO_4^{2-} . Su principal aplicación es en el tratamiento de textiles como antisépticos y bactericidas y ocasionalmente como suavizantes de tipo

enjuague. Entre los más comunes están el cloruro de benzalconio y el bromuro de hexadecil trimetilamonio (HTAB).

1.5.2.3. Surfactantes Aniónicos

En estos casos, no existen grupos cargados en la parte hidrofílica, sin embargo, la solubilidad en agua se deriva de grupos muy polares como los polioxietilenos o polialcoholes.

1.5.2.4. Surfactantes Zwitteriónicos

Son compuestos que presentan en su parte anfífila grupos aniónicos y catiónicos simultáneamente, constituida por una cadena alquílica lineal saturada de 12 –18 C y un nitrógeno cuaternario unido a un radical aniónico, por lo que son productos muy estables tanto en sistemas ácidos como en básicos.

Tienen la particularidad de que su comportamiento químico cambia en función del pH del medio en el que se encuentran: en medio básico son aniónicos, en medio ácido catiónicos y en medios neutros tienen forma intermedia híbrida. Este tipo de surfactantes se emplea sólo en casos particulares debido a su alto costo. Se utilizan en shampoos y algunos producen alto volumen de espuma. Ejemplos de ellos son los aminoácidos, las betainas y los fosfolípidos.

Son compatibles con toda clase de surfactantes. En soluciones acuosas y neutras son compatibles con los alcalinotérreos y otros iones metálicos (Al^{+++} , Cr^{+++} , Cu^{++} , etc). A pH bajos forman precipitados con los surfactantes aniónicos. Se utilizan como bactericidas, y como inhibidores de la corrosión.

1.6. CONCEPTOS BÁSICOS

1.6.1. MICELAS

Las micelas son agregados moleculares de los surfactantes que se forman en mezclas de surfactante y disolvente. Cuando una molécula anfifílica es colocada en algún solvente (considérese agua), se presenta una situación inusual: las regiones polares de la molécula gozan la asociación con el agua, pero la parte no polar o la región hidrofóbica tiene una tendencia a separarse del agua para evitar el contacto. Como resultado de esas tendencias opuestas, las moléculas anfifílicas se autoensamblan en estructuras las cuales alcanzan el mínimo contacto del grupo no polar con agua, y al mismo tiempo se tiene el máximo contacto del grupo polar con el disolvente. Estas estructuras (o agregados) son conocidos como micelas. Al proceso de formación de micelas se le conoce como micelización.

1.6.1.1. Concentración Micelar Crítica (CMC)

La concentración por encima de la cual se forman las micelas se conoce como concentración micelar crítica (CMC). Arriba de la CMC, los monómeros y las micelas existen en equilibrio dinámico. Las micelas son pequeñas partículas coloidales. El valor de la CMC puede ser determinada por el cambio en las propiedades fisicoquímicas de la solución de surfactante conforme la concentración de tensoactivo aumenta, tales como la conductividad eléctrica molar, la tensión superficial, la turbidez, entre otras.

En la **Figura 1.7** se puede apreciar la representación esquemática de una micela. Las colas son las cadenas de hidrocarburos, y todas están orientadas hacia el centro o núcleo, con el fin de evitar el contacto con el agua. Las micelas pueden ser vistas como polímeros, que son agregados de monómeros (moléculas de surfactante).

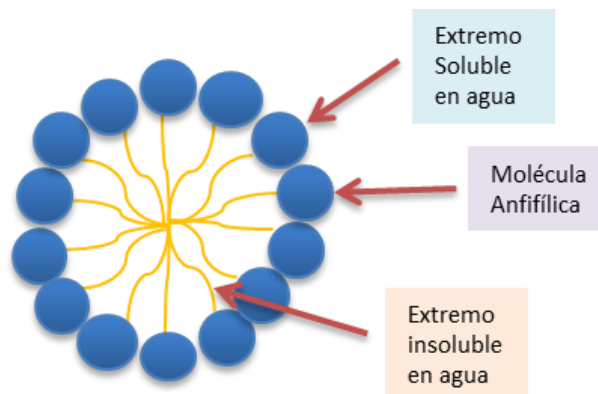


Figura 1.7 Representación de una estructura micelar en un medio polar.

1.6.2. ADSORCIÓN

Se llama adsorción al fenómeno de acumulación de uno o varios componentes sobre una superficie. La sustancia que se adsorbe es el adsorbato y el material sobre el cual lo hace es el adsorbente. El proceso inverso de la adsorción es la desorción.

Las características principales de la adsorción son:

- 1) La adsorción es altamente selectiva. La cantidad adsorbida depende en gran medida de la naturaleza y del tratamiento previo al que se haya sometido la superficie del adsorbente, así como de la naturaleza de la sustancia adsorbida. Al aumentar la superficie de adsorbente y la concentración de adsorbato, aumenta la cantidad adsorbida.

- 2) Es un proceso generalmente rápido cuya velocidad aumenta cuando aumenta la temperatura, pero desciende cuando aumenta la cantidad adsorbida.
- 3) Es un proceso espontáneo que está asociado con un aumento en el orden del adsorbato, tratándose de un proceso exotérmico. El cambio en la entalpía cuando un mol de adsorbato es adsorbido por la cantidad apropiada del adsorbente se conoce como la entalpía de adsorción.

1.6.3. MOJABILIDAD

“La mojabilidad es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles” (Craig 1971). La alteración de la mojabilidad puede afectar significativamente el flujo de fluidos, la recuperación de aceite y la distribución de aceite residual en medios porosos, que a su vez afecta la permeabilidad relativa (Anderson 1986) y la presión capilar (Morrow, 1976; Masalmeh, 2002).

La mojabilidad dependerá del valor del ángulo de contacto, por convención el ángulo de contacto (θ), es el ángulo medido entre la superficie plana del sólido y la tangente a la superficie de la fase más densa en un punto de contacto con la superficie plana, de esta forma se tiene que, ángulos menores a 75° la roca es mojada por agua, ángulos mayores a 105° es mojada por aceite y ángulos entre 75° y 105° es mojada por ambos fluidos.

En la **Figura 1.8** se aprecia el fenómeno de mojabilidad, considerando como fluidos, agua y aceite, sobre una superficie plana de un sólido. En el esquema A, la roca es mojada por el agua, en el B, la roca es mojada por ambos fluidos, y en el C, la roca es mojada por el aceite.

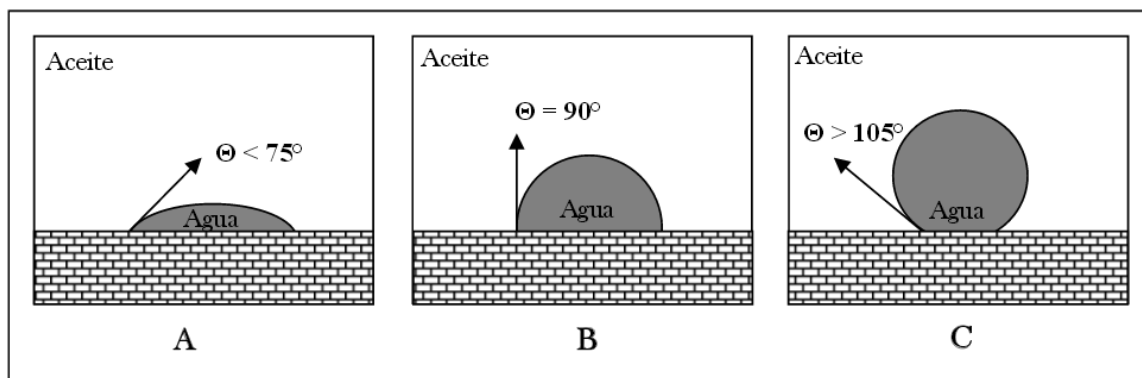


Figura 1.8 Ángulos de contacto que definen la mojabilidad.

1.6.4. TENSIÓN INTERFACIAL (σ)

Dos fluidos inmiscibles en contacto no se mezclan, ya que son separados por una interfase. Las moléculas no se mezclan por su mayor afinidad con las moléculas de su propia clase, cerca de la superficie de interfase las moléculas se atraen con mayor intensidad produciendo una fuerza mecánica en tal superficie que se conoce como *tensión interfacial*, como se muestra en la **Figura 1.9**.

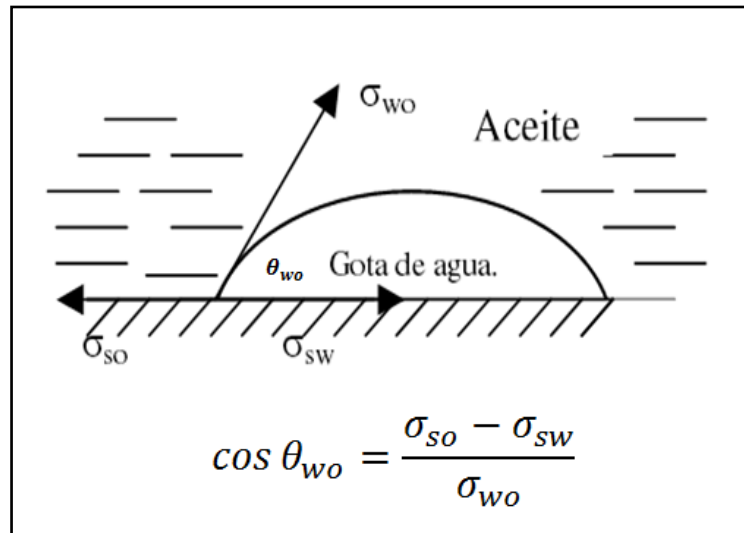


Figura 1.9 Tensión interfacial entre el agua y el aceite.

La tensión interfacial también se puede considerar como el trabajo por unidad de área que se debe desarrollar para desplazar las moléculas de la interfase. La ecuación para el cálculo de la tensión interfacial es:

$$\sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta_{wo} \quad 1.1$$

donde:

σ_{so} : Tensión interfacial entre el sólido y la fase ligera $\left[\frac{N}{m}\right]$.

σ_{sw} : Tensión interfacial entre el sólido y la fase densa $\left[\frac{N}{m}\right]$.

σ_{wo} : Tensión interfacial entre los fluidos $\left[\frac{N}{m}\right]$.

θ_{wo} : Ángulo entre el agua y el aceite.

Si $\sigma = 0$ se dice que los líquidos son miscibles entre sí. En el caso de una interfase gas líquido, se le llama tensión superficial.

1.6.5. IMBIBICIÓN Y DRENE

La imbibición es un término que describe la penetración de líquidos en capilares y en medios porosos. Se denomina *imbibición* al desplazamiento de un fluido no mojante por medio de un fluido mojante. El ejemplo más común es la inyección de agua (fase mojante) al yacimiento para desplazar el aceite (fase no mojante). Ésta es espontánea, cuando el fluido desplazante penetra el medio capilar, únicamente bajo la acción de las fuerzas capilares.

Se denomina *drene* al desplazamiento de un fluido mojante, presente originalmente en la muestra de roca, por medio de un fluido no mojante. Para introducir un fluido no mojante en un medio poroso hay que vencer la presión capilar, con este objeto se aplica una presión de entrada denominada presión de desplazamiento.

1.6.6. PRESIÓN CAPILAR (P_c)

Se define como la presión en la fase que no moja menos la presión en la fase que moja. La presión capilar en un medio poroso puede ser comparada con el aumento de un líquido mojante en un tubo capilar. La capilaridad es la elevación o depresión de la superficie de un líquido al estar en contacto con un sólido, como sucede en las paredes internas de un tubo capilar.

En la **Figura 1.10**, se puede observar el fenómeno de presión capilar, para su estudio se realiza un balance de fuerzas, en donde intervienen, la tensión superficial, que es responsable del incremento del nivel del fluido mojante en las paredes del tubo capilar, y el peso de la columna de líquido, que ha subido su nivel en las paredes, tomando como referencia el nivel del menisco.

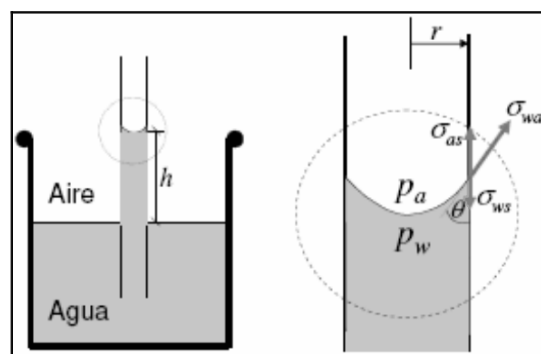


Figura 1.10 Fenómeno de presión capilar

La presión capilar, por definición es una diferencia de presiones, esto es:

$$P_c = P_a - P_w \quad 1.2$$

También puede representarse de la siguiente forma:

$$P_c = (\rho_a - \rho_w)hg \quad 1.3$$

Aplicando el balance de fuerzas:

$$\pi r^2 hg(\rho_a - \rho_w) = 2\pi r \sigma_{wa} \cos\theta \quad 1.4$$

Reescribiendo la ecuación para la presión capilar:

$$P_c = \frac{2\sigma_{wa} \cos\theta}{r} \quad 1.5$$

donde:

P_c : Presión capilar $\left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2}\right]$.

h : Altura a la que llega el agua en el tubo $[\text{cm}]$.

r : Radio del tubo capilar $[\text{cm}]$.

g : Aceleración gravitacional $\left[\frac{\text{cm}}{\text{s}^2}\right]$

ρ_w : Densidad del agua $\left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}\right]$.

ρ_a : Densidad del aire $\left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}\right]$.

$\sigma_{wa} \cos\theta$: Tensión de adhesión $\left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}}\right]$.

1.6.7. CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR

Si la muestra de un yacimiento se encuentra completamente saturada por un fluido mojante, el desplazamiento de esta fase, mediante un fluido no mojante estará relacionado a la magnitud de la presión capilar y la disminución de la saturación de la fase mojante. A este desplazamiento se le conoce como drene y la relación entre la presión capilar y la saturación se conoce como curva de drene, como se muestra en la **Figura 1.11**. La imbibición se presenta cuando la roca del yacimiento se encuentra saturada por una fase no mojante que es desplazada por una fase mojante. Para una distribución normal de poros, la magnitud de la presión capilar para la imbibición es aproximadamente la mitad de la del drene.

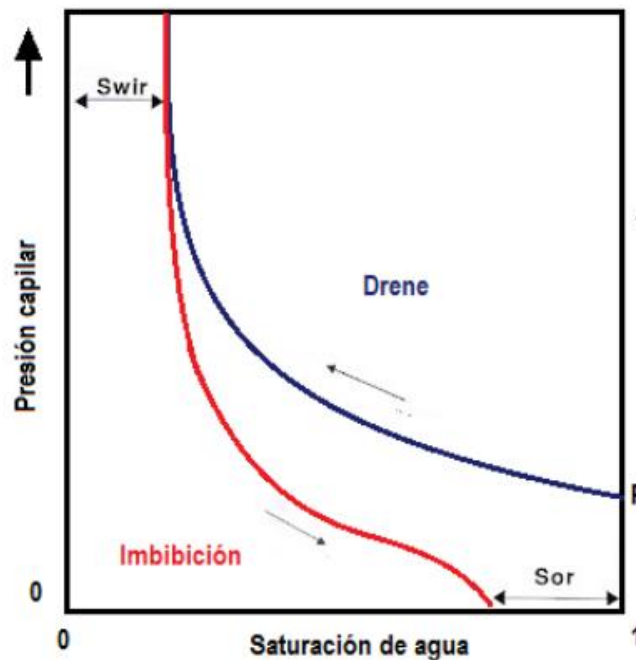


Figura 1.11 Curvas de presión capilar.

Una característica esencial de las curvas de drenaje e imbibición para dos fluidos ligeramente compresibles, en nuestro caso agua y aceite, es la saturación mínima de la fase mojante. La saturación residual o saturación irreductible de la fase mojante en condiciones de drenaje es alcanzada asintóticamente, a medida que la presión capilar aumenta de manera infinita. En el caso de la imbibición la curva muestra una saturación de la fase no mojante, esta saturación residual ocurre durante el desplazamiento por imbibición, en el cual la fase no mojante queda atrapada en espacios porosos pequeños.

Este entrapamiento es resultado de la interrupción parcial de la comunicación a través del espacio poroso, y como consecuencia varios poros pasan inadvertidos durante la imbibición, por lo que queda una saturación residual mayor de la fase no mojante.

La diferencia en las curvas de imbibición y drenaje se conoce como histéresis. La histéresis generalmente se atribuye a la mojabilidad, o específicamente se considera fuertemente relacionada con los cambios en el ángulo de contacto entre sólidos y líquidos en el espacio poroso.

1.6.8. HISTÉRESIS

La histéresis, está referida al concepto de irreversibilidad o dependencia de la trayectoria del fluido, el fenómeno de histéresis se tiene cuando la interfase fluido - fluido está avanzando o retrocediendo sobre una superficie sólida. Un ángulo de contacto de avance ocurre cuando el agua avanza hacia el petróleo, y un ángulo de contacto de retroceso cuando el petróleo avanza hacia el agua, tal como se presenta en la **Figura 1.12**.

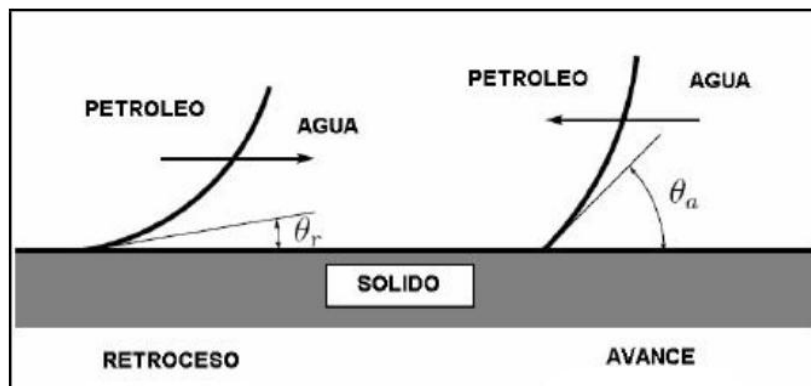


Figura 1.12 Ángulos de contacto en la histéresis

La histéresis se presenta en dos formas, la primera es cuando un fluido desplaza a otro, y se forma un ángulo en el sistema roca-aceite-agua, cuando la fase mojante desplaza a la fase no mojante, es conocido como ángulo de contacto de avance, y cuando la fase no mojante desplaza a la mojante, se trata de un ángulo de contacto de retroceso. La segunda es cuando en un proceso de imbibición, una fracción de la fase no mojante queda atrapada fuera del flujo, la cual permanecerá inmóvil durante el flujo de fluidos, conocida como saturación entrampada.

2. ANTECEDENTES

Aproximadamente la mitad de las reservas de aceite descubiertas en el mundo se encuentran en los yacimientos carbonatados, y muchos de estos depósitos son naturalmente fracturados (Roehl y Choquette, 1985).

Los yacimientos carbonatados a menudo tienen un alto grado de heterogeneidad, y la estructura de los poros es compleja. Las rocas carbonatadas son a menudo de mojabilidad mixta a mojables por aceite debido al potencial zeta de la superficie de la roca, la dureza de la salmuera, la presencia de asfáltenos y ácidos orgánicos en el aceite. La recuperación avanzada para yacimientos mojables por aceite y carbonatados es un gran desafío.

Hay dos enfoques principales para la alteración de la mojabilidad en rocas carbonatadas originalmente mojables por aceite. El primer enfoque es a través de un cambio en la composición iónica de la salmuera. Como menciona Strand et al. (2006, 2008) se ha demostrado que la adición de sulfato y otros iones determinantes del potencial pueden cambiar la mojabilidad de núcleos originalmente mojables por aceite a altas temperaturas (por encima de 90°C). La hipótesis es que los iones de sulfato sustituyen a los grupos de ácidos orgánicos cargados negativamente adsorbidos, lo que hace que la superficie sea más mojable por agua.

El segundo enfoque consiste en alterar la mojabilidad de las rocas carbonatadas, generalmente de mojables por aceite a una mojabilidad intermedia o mojables por agua. Standnes y Austad (2000, 2003) han llevado a cabo una serie de estudios sobre la recuperación de aceite a partir de núcleos mojables por aceite mediante el uso de soluciones de surfactantes catiónicos.

Ellos han demostrado que los surfactantes catiónicos, tales como el *bromuro de dodecil trimetil amonio* (DTAB), son muy eficaces (recuperación de aproximadamente 70% del aceite remanente después de una imbibición con salmuera [OOIP]) en embeber agua en núcleos mojables originalmente por aceite a concentraciones más altas que la concentración micelar crítica (aproximadamente 1 wt%).

El mecanismo de imbibición es propuesto como la formación de pares iónicos por la interacción entre monómeros de surfactante y la adsorción de carboxilatos orgánicos de aceite crudo. Este proceso puede ser eficaz a bajas temperaturas. Los surfactantes Aniónicos (Seethepalli et al 2004; Adibhatla y Mohanty 2008; Hirasaki y Zhang 2004) y no iónicos (Xie et al 2004; Wu et al 2006) modificadores de la mojabilidad en rocas carbonatadas originalmente mojadas por aceite también han sido identificados.

Estos surfactantes alteran la mojabilidad por su solubilización micelar de componentes hidrofóbicos adsorbidos. Más del 60% del aceite original puede ser recuperado a partir de núcleos que inicialmente son mojados por aceite por imbibición de solución alcalina/surfactante diluido (0.05 wt%) a temperatura ambiente (Seethepalli et al.2004).

Existen pocos trabajos en la literatura sobre las formulaciones de agentes surfactantes modificadores de la mojabilidad para yacimientos carbonatados a alta temperatura (> 90°C) y alta salinidad (> 50,000 ppm con dureza). Las duras condiciones como alta temperatura y alta salinidad restringen el uso de muchos surfactantes, principalmente como resultado de la inestabilidad acuosa.

Recientemente, en Agosto del 2013, fue presentado un trabajo experimental por la Society of Petroleum Engineers (SPE), *“Alteración de la Mojabilidad a Alta Temperatura y Alta Salinidad en Yacimientos Carbonatados”* por Gaurav Sharma y Kishore K. Mohanty. El objetivo de este trabajo fue cambiar la mojabilidad de una roca carbonatada de mojabilidad mixta hacia mojabable por agua a alta temperatura y alta salinidad (la temperatura del yacimiento es de 100 °C y la salinidad del agua congénita es de 200,000 ppm).

Se utilizaron tres tipos de surfactantes (no iónicos, aniónicos y catiónicos) en concentraciones diluidas (<0.2 wt%). Se observó que la mayoría, pero no todos los surfactantes presentaban inestabilidad acuosa por sí mismos a estas duras condiciones. Los sistemas de doble surfactante, mezcla de un surfactante aniónico y uno catiónico, incrementaron la estabilidad acuosa. Se llevaron a cabo experimentos de contacto angular en placas de calcita para reducir la lista de los surfactantes.

Posteriormente se realizaron experimentos de imbibición espontánea en núcleos de campo, como se muestra en la **Figura 2.1**.



Figura 2.1 Celda de imbibición con acumulación de aceite en el cuello.

Algunos de los sistemas de doble surfactante resultaron eficaces para la alteración de la mojabilidad y se podía recuperar de 70 a 80% OOIP (aceite original *in-situ*) durante la imbibición espontánea. En la **Tabla 2.1** se enlistan las propiedades de los núcleos, los surfactantes y la recuperación final por imbibición espontánea, para este experimento.

Tabla 2.1 Pruebas de imbibición espontánea.

PRUEBAS DE IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA CON Y SIN SURFACTANTES							
Exp. No	Longitud (µg)	Dia. (µg)	Propiedades del Núcleo			Surfactante/Salmuera	Recuperación (% OOIP)
			ϕ (%)	$K(md)$	S_{oi}		
1	1.97	1.46	26.8	338.2	0.61	Salmuera de Formación	10.2
2	1.49	1.48	24.8	775	0.69	Salmuera de Formación	13.9
3	1.35	1.48	25.4	660.6	0.71	Salmuera de Formación	14.6
4	1.87	1.46	25.1	88.3	0.73	Salmuera de Inyección	9.6
5	1.97	1.46	26.8	338.2	0.55	0.2 wt% NP-10 + 0.2 wt% DTAB	73.7
6	1.49	1.48	24.8	775	0.59	0.2 wt% NP-10 + 0.2 wt% DTAB	81.4
7	1.35	1.48	25.4	660.6	0.61	0.1 wt% NP-10 + 0.2 wt% DTAB	73.4
8	1.63	1.50	25.6	343.9	0.74	0.2 wt% NP-30 + 0.2 wt% DTAB	5.7
9	1.52	1.50	23.1	664	0.77	0.2 wt% NP-50 + 0.2 wt% DTAB	13.3
10	1.87	1.46	25.1	88.3	0.73	0.2 wt% 15S15 + 0.2 wt% DTAB	9.6
11	1.59	1.47	24.3	59.4	0.68	0.05 wt% TDA 30EO	20.5
12	1.98	1.47	23.7	42.7	0.73	1 wt% DTAB	72

Los experimentos del 1 al 4 muestran que la recuperación de aceite por imbibición espontánea en presencia salmuera de formación o de salmuera de inyección es baja (10-15%). Dado que la mayoría de los surfactantes no iónicos individuales presentan inestabilidad acuosa a 100 °C, solo el TDA 30EO se utilizó para el experimento de imbibición.

Cabe señalar que la alteración de la mojabilidad en placas de calcita a bajas concentraciones de TDA 30EO (0.05% en peso) fue mejor. Aun cuando el aceite embebido fuera de la superficie superior del núcleo (también en los lados inicialmente), sugiere que se presentó alteración de la mojabilidad, sólo el 20% del OOIP se recuperó. Entre los surfactantes catiónicos, sólo DTAB (1% en peso) se utilizó para el experimento de imbibición, y se recuperó 72% del OOIP (después de imbibición de salmuera). Sí comparamos ésta recuperación con la del Experimento 5 (Doble Surfactante) de 73.7%, se puede observar que algunos surfactantes por si solos también pueden presentar valores de recuperación significativos, siempre y cuando demuestren estabilidad acuosa.

En cuanto a los sistemas de doble surfactante (Experimentos del 5 al 10). Durante los experimentos de ángulo de contacto, se observó la mayor alteración de la mojabilidad para el miembro más bajo de una serie homóloga de surfactantes no iónicos. Por lo tanto, entre los sistemas de doble surfactante, se utilizaron sistemas hechos con NP-10 y 15-S-15. En el Experimento 5, 0.2 wt% NP-10 + 0.2 wt% DTAB se recuperó 73.7% del OOIP por imbibición espontánea. Este experimento se repitió de nuevo con un núcleo diferente para verificar su eficacia y de nuevo la recuperación fue del 81.4% del OOIP (Experimento 6). Se decidió reducir a la mitad la cantidad de surfactante, pero a 0.1 wt% NP-10 + 0.1 wt% DTAB se presentaba inestabilidad acuosa a 100 °C; por lo tanto, se realizó el experimento utilizando 0.1 wt% NP-10 + 0.2 wt% DTAB.

La recuperación fue de aproximadamente 73.4% del OOIP (Experimento 7). Después del éxito del sistema de doble surfactante que consta de NP-10, se utilizaron sistemas hechos con miembros mayores de la misma serie homóloga, NP-30 (0.2 wt% NP-30 + 0.2 wt% DTAB) y NP-50 (0.2 wt% NP-50 + 0.2 wt% DTAB), para experimentos de imbibición (Experimentos 8 y 9). La tendencia observada es similar durante los experimentos en placa de calcita, la recuperación disminuyó para miembros mayores de la serie homóloga. Además, 0.2 wt% 15-S-15 + 0.2% wt% DTAB recuperó aproximadamente el 9.6% del OOIP (Experimento 10).

La inyección secundaria o inyección modificada se llevó a cabo en núcleos con y sin los surfactantes modificadores de la mojabilidad, con el propósito de comparar la eficacia de la formulación de los surfactantes diluidos con una inyección ordinaria de un núcleo en estado restaurado (para la recuperación de aceite y la tasa de recuperación). El resumen de resultados se muestra en la **Tabla 2.2**.

Tabla 2.2 Resultados de la inyección secundaria.

RESUMEN DE RESULTADOS DE LA INYECCIÓN SECUNDARIA		
	Inyección	Inyección con Surfactante
S_{oi}	0.71	0.70
Inyección de Surfactante@0.06 cm ³ /min (PV)	-	1.2
Inyección de Salmuera@0.06 cm ³ /min (PV)	5	3.8
Recuperación de aceite (% OOIP) en los primeros 5 PV	29%	40%
Inyección de Salmuera@ 1 cm ³ /min (PV)	5	5
Recuperación de aceite (%OOIP) en los segundos 5 PV	25%	15%
Inyección de Salmuera @ 10 cm ³ /min (PV)	10	10
Recuperación de aceite (%OOIP) en los últimos 10 PV	3%	6%
Permeabilidad de la Salmuera al punto final S_{orw} (md)	0.39	0.45
Recuperación Total de aceite (%OOIP)	57%	61%

Debido a que el sistema de doble surfactante 0.2 wt% NP-10 + 0.2 wt% DTAB dio gran imbibición espontánea, fue utilizado para la inyección modificada. Este fue el mejor sistema (concentración diluida y alta tasa de recuperación durante la imbibición) entre los demás surfactantes en este estudio.

Para la primer inyección de 5 PV a 1 ft/D, la recuperación de aceite acumulativa fue mayor para la inyección modificada (40% OOIP) en comparación con el de la inyección sin surfactante (29% OOIP). Estas inyecciones se llevaron a cabo a gastos de flujo típicos de campo. El aumento en la recuperación de aceite de 29 a 40% en los primeros 5 PV a velocidades de campo es significativo.

En la segunda inyección de 5 PV ocurrida a 17 ft/D ($1\text{cm}^3/\text{min}$), un gasto artificialmente alto, se recuperó 25% del OOIP, mientras que en la inyección modificada se recuperó 15% del OOIP. La recuperación de aceite adicional es causada tanto por la reducción de la capilaridad (Mohanty y Miller 1991) y el efecto de dependencia de la saturación remanente de aceite sobre el número capilar, bajo el régimen de número capilar en rocas carbonatadas (Kamath et al. 2001).

En la última inyección de 10 PV a 167 ft/D ($10\text{ cm}^3/\text{min}$), se recuperó del 3-6% del OOIP. La mayor parte del aceite recuperado fue capturado antes del gasto de inyección. La saturación mínima de agua para la curva de permeabilidad relativa se calculó con el gasto más alto de inyección. Debido a que la recuperación total de aceite fue similar para ambas inyecciones, la permeabilidad de la salmuera al punto final también fue similar.

Este estudio demuestra que la inyección secundaria con un agente surfactante diluido puede mejorar la tasa de recuperación de aceite significativamente a escala de laboratorio.

3. HIPÓTESIS, OBJETIVO Y ALCANCES

3.1. HIPÓTESIS

“La combinación de los procesos térmicos y químicos, por medio de los cuales actuará la temperatura y agentes químicos modificadores de la mojabilidad, propiciará un incremento en el factor de recuperación de hidrocarburos pesados en rocas carbonatadas.”

3.2. OBJETIVO

Determinar a escala de laboratorio la factibilidad de combinar los beneficios de la aplicación de un método químico asistido con un térmico, en presencia de aceite pesado y de una salmuera de alta salinidad.

3.3. ALCANCES

- ◆ Desarrollar a escala de laboratorio un proceso de Recuperación Mejorada de hidrocarburos que combine los beneficios de la aplicación de un método térmico y químico.
- ◆ Acondicionar el experimento a tres diferentes temperaturas una baja de 50 °C, una intermedia de 70 °C y una alta de 100 °C, con tres químicos modificadores de la mojabilidad, a tres distintas concentraciones (0.05%, 0.1% y 0.2%); con la finalidad de evaluar el comportamiento en la recuperación de aceite de las 27 posibilidades generadas.
- ◆ Diseñar un caso base para las mismas temperaturas, sin la presencia de agentes químicos, para comparar la recuperación de aceite contra los experimentos en los que se emplearán agentes químicos. De esta forma se logrará conocer que tan eficiente es la combinación de los métodos térmicos y químicos.

4. DISEÑO EXPERIMENTAL

Para determinar la factibilidad de combinar un método de recuperación químico con uno térmico se desarrollaron experimentos de imbibición espontánea en muestras de roca caliza Bedford saturadas con un aceite pesado, las cuales fueron sometidas a duras condiciones (alta salinidad y alta temperatura).

Las muestras de roca se colocaron en recipientes de vidrio junto con los agentes químicos diluidos en salmuera, para ello se emplearon tres químicos modificadores de la mojabilidad a tres diferentes concentraciones (0.05%, 0.1% y 0.2%), posteriormente se dejaron actuar bajo tres diferentes temperaturas (50°C, 70°C y 100°C). El proceso de imbibición concluyó una vez que la roca dejó de expulsar aceite (aproximadamente 15 días) y el aceite recuperado se fue acumulando en la parte superior de la solución.

En la *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.* se puede observar la forma en a que fueron desarrollados los experimentos, partiendo del hecho de que ya se tenían preparados los químicos y las muestras de roca. El siguiente paso fue introducir en la estufa de convección los experimentos para que llevar a cabo el proceso de imbibición bajo el efecto de la temperatura. Y para cada temperatura se colocaron 9 experimentos generados por la combinación entre los tres diferentes agentes químicos a tres distintas concentraciones, con un total de 27 experimentos. Al concluir el proceso de imbibición el aceite liberado por la roca se encontraba suspendido en la solución y se procedió a cuantificar.

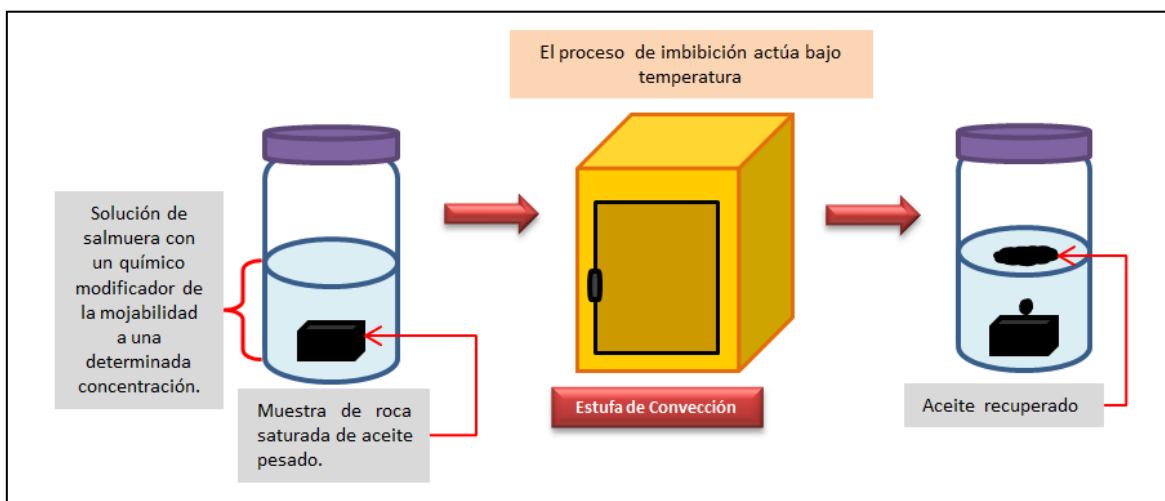


Figura 4.1 Esquema del desarrollo experimental.

4.1. PREPARACIÓN DE MUESTRAS DE ROCA

4.1.1. ROCA CALIZA BEDFORD

La Formación Salem (también conocida como Roca Caliza de Indiana) aflora a lo largo de una fina banda irregular arqueada en el centro-sur de Indiana, EE.UU. (en los condados de Monroe y Lawrence). La mayoría de las canteras se encuentran entre las ciudades de Bloomington y Bedford. La roca caliza de Indiana es químicamente pura y se compone principalmente de calcita (> 97 %), en la **Tabla 4.1** se muestran el resto de sus componentes químicos.

Tabla 4.1 Composición química de la caliza Bedford.

Composición Química de la Caliza de Indiana	
CaCO ₃	97.3%
MgCO ₃	0.4%
Al ₂ O ₃	0.5%
SiO ₂	1.7%

El ambiente de formación de la roca caliza Bedford data del Missisipian Tardío Medio (hace 335-340 millones de años). Esta roca se formó lo suficientemente lejos de la costa lo que propició que muy poco sedimento siliciclástico derivado del continente estuviera disponible para mezclarse con el sedimento de carbonato.

El resultado fue una roca de color gris claro que consiste en granos bien ordenados que contienen pequeños fósiles y fragmentos fósiles como: gasterópodos pequeños, crinoideos, pelecípodos y braquiópodos; tal como se muestra en la **Figura 4.2**. Esta roca por sus características es ampliamente usada como roca modelo para experimentos de laboratorio.



Figura 4.2 Fósiles presentes en la roca caliza de Indiana.

4.1.2. LIMPIEZA DE LAS MUESTRAS DE ROCA

La realización del experimento se llevó a cabo en muestras de roca caliza Bedford, cortadas en forma similar a un cubo, cuyas dimensiones rondan entre 2 cm de largo por 2 cm de ancho y 1.2 cm de altura, como se observa en la **Figura 4.3**.



Figura 4.3 Muestras de roca caliza Bedford.

La limpieza consistió en remover los hidrocarburos y sales presentes en la roca. Para ello, se removieron primero los hidrocarburos, colocando las muestras de roca en una cámara de vacío, añadiendo como solvente cloroformo, el cual se dejó actuar al vacío por un período de 3 horas, como se muestra en la **Figura 4.4**.



Figura 4.4 Limpieza de muestras en una cámara de vacío.

Después se retiró el cloroformo y se dejaron las rocas nuevamente al vacío. Este procedimiento se repitió 3 veces. Posteriormente se continuó con la remoción de las sales, empleando agua destilada y siguiendo los mismos pasos de la remoción de hidrocarburos.

Finalmente las rocas se secaron en una estufa de convección por un período de 4 horas; en la **Figura 4.5** se observa la estufa de convección empleada.



Figura 4.5 Secado de muestras de roca en la estufa de convección.

4.2. PROPIEDADES DEL ACEITE

4.2.1. MEDICIÓN DE LA DENSIDAD DEL ACEITE

La densidad del aceite empleado se determinó con ayuda de un picnómetro. El Picnómetro es un recipiente de vidrio provisto de un tapón con un tubo capilar marcado con un enrase en su parte superior, en la **Figura 4.6** se muestra el picnómetro empleado para esta prueba.



Figura 4.6 Picnómetro.

El procedimiento para determinar la densidad de un aceite consiste en pesar en una balanza el picnómetro vacío, como se observa en la **Figura 4.7**.



Figura 4.7 Picnómetro vacío siendo pesado.

Posteriormente se pesa el mismo picnómetro con la muestra de aceite, tal como se muestra en la **Figura 4.8**.



Figura 4.8 Picnómetro con muestra de aceite siendo pesado.

En la **Tabla 4.2** se presentan los valores que se obtienen de las mediciones realizadas en la balanza con el picnómetro vacío y con aceite.

Tabla 4.2 Valores de las mediciones con el picnómetro vacío y lleno.

Volumen del Picnómetro (Dato)	2.623 ml
Peso del Picnómetro vacío	11.47993 gr
Peso del Picnómetro con muestra de aceite	14.063585 gr

Para determinar la densidad de la muestra de aceite se emplea la siguiente fórmula:

$$Densidad = \frac{Masa}{Volumen} \quad 4.1$$

donde:

$$Masa = \text{Peso de Picnómetro lleno} - \text{Peso de Picnómetro vacío}$$

$$Masa = 14.063585 \text{ gr} - 11.47993 \text{ gr}$$

$$Masa = 2.583655 \text{ gr}$$

Por lo tanto:

$$Densidad = \frac{2.583655 \text{ gr}}{2.623 \text{ ml}}$$

$$Densidad = 0.985 \text{ gr/cm}^3$$

El aceite empleado es de densidad 0.985 $\left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}\right)$ que se traduce a 17.7 °API, catalogándose como aceite pesado, como se observa en la **Tabla 4.3**.

Tabla 4.3 Parámetro Internacional del Instituto Americano del Petróleo (API) para determinar el tipo de aceite.

Aceite crudo	Densidad (g/cm ³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	<10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

4.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE

Para los experimentos se empleó aceite muerto del campo Ku, este campo forma parte del complejo Ku Maloob Zaap, que se ubica en la porción central de la Sonda de Campeche, al Occidente de la Península de Yucatán, frente a los estados de Campeche y Tabasco, dentro de las aguas territoriales del Golfo de México, como se muestra en la **Figura 4.9**. El complejo forma parte de la plataforma continental y estructuralmente de la provincia Pilar de Akal.

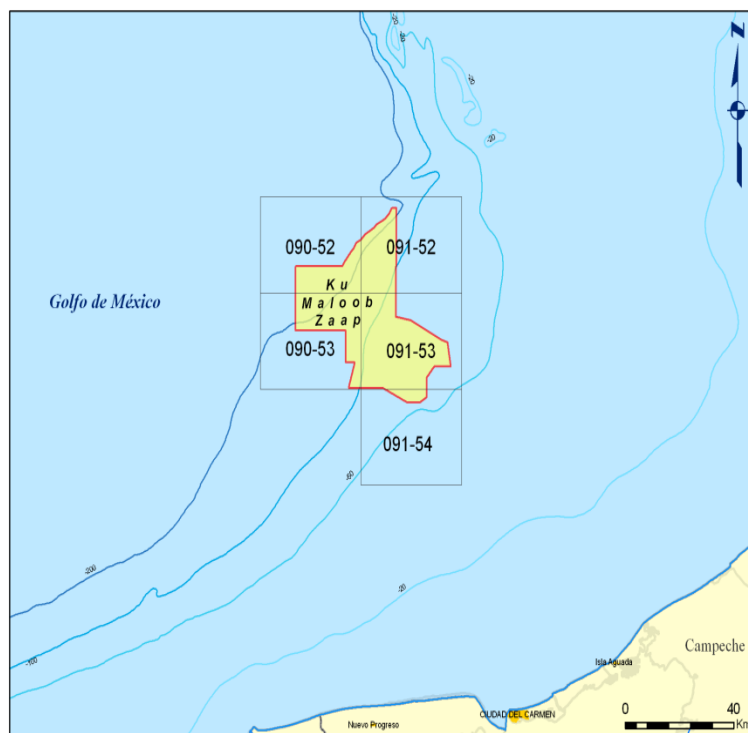


Figura 4.9 Ubicación geográfica de los campos Ku Maloob Zaap.

Los campos Ku, Maloob y Zaap producen aceite de 16 a 17 °API con viscosidades que varían de 8 a 10 cp; por las características del aceite, estos yacimientos se clasifican como de aceite negro.

La presión inicial de los yacimientos del complejo Ku, Maloob y Zaap es de 281 Kg/cm^2 a 2520 mvbnm, mientras que la presión de saturación para Ku es de 105 Kg/cm^2 , para Maloob y Zaap de 216 Kg/cm^2 .

4.3. PROCESO DE SATURACIÓN

Las muestras de roca se saturaron de aceite pesado con ayuda de una bomba de inyección. El proceso de saturación consistió en colocar las muestras de roca junto con el aceite pesado dentro de una celda, como se muestra en la **Figura 4.10**.



Figura 4.10 Celda con muestras de roca y aceite pesado.

Una vez que la celda se llenó de aceite se cerró e instaló en el equipo; en la **Figura 4.11** se muestra la bomba de inyección conectada a la celda. Posteriormente se inició con la puesta en marcha de la bomba de inyección. La presión a la que fueron saturadas las muestras de roca fue de 997 $\left(\frac{lb}{pg^2}\right)$ a una temperatura de 70°C.



Figura 4.11 Bomba de Inyección con la cual se saturaron las muestras de roca de aceite.

Durante el proceso de saturación se presentaron caídas de presión dentro del sistema, esto ocurrió en los primeros dos días de haber iniciado con la inyección de aceite pesado. En las primeras horas de haber iniciado la inyección la presión llegó a caer a 200 (lb/pg^2), posteriormente las caídas de presión se fueron minimizando, conforme las muestras de roca se iban saturando de aceite en su totalidad, hasta que la presión se estabilizó a 997 (lb/pg^2), a partir del tercer día. Una vez que la presión se estabilizó, las muestras de roca se dejaron añejar por 4 días bajo ésta presión. En la **Figura 4.12** se muestra una gráfica del comportamiento de la presión durante la saturación. En base al comportamiento de la presión y constatando que las muestras de roca se mantuvieron añejadas por 4 días a 997 (lb/pg^2) se aseguró que la saturación de aceite en las muestras de roca caliza Bedford fue del 100%.

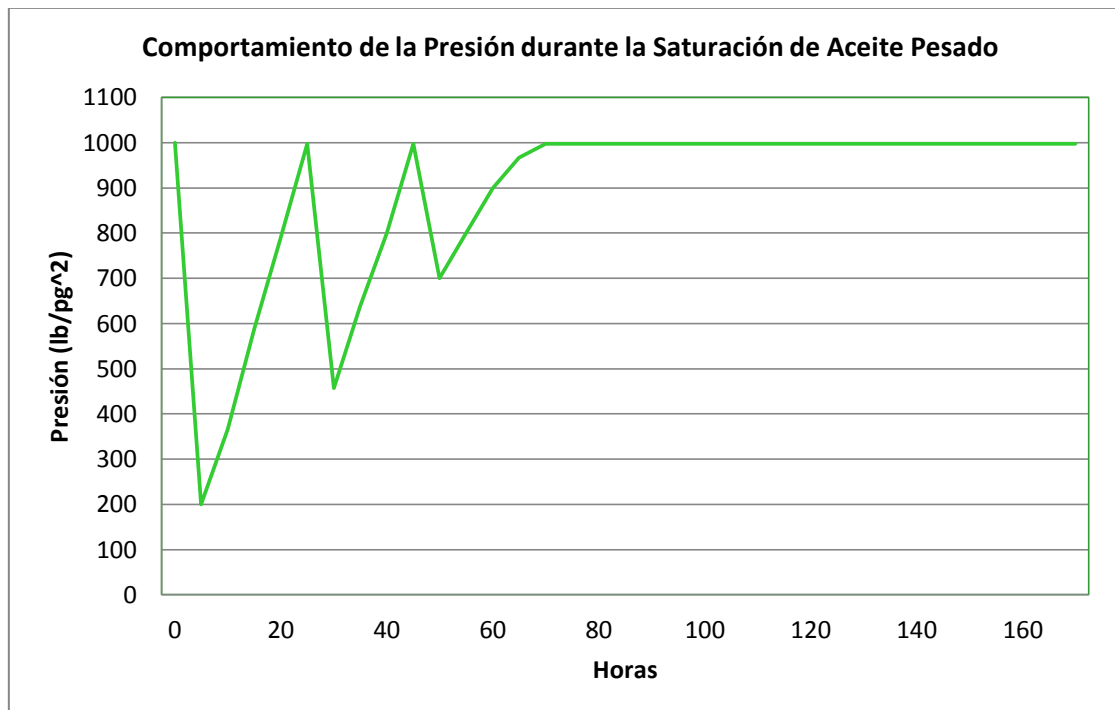


Figura 4.12 Gráfica del comportamiento de la presión durante la saturación de aceite pesado.

Después de que las muestras de roca fueron saturadas de aceite pesado se procedió a determinar la porosidad, como el cociente del volumen de poros entre el volumen total de roca. Partiendo del hecho de que cada muestra de roca se saturó al 100% de aceite, se tiene que: el volumen original de aceite es igual a volumen de poros. Los cálculos para determinar el volumen total de roca, el volumen original de aceite y la porosidad de las muestras de roca se pueden ver en el **Apéndice A, B y C** respectivamente.

4.4. PREPARACIÓN DE QUÍMICOS

4.4.1. SALMUERA SINTÉTICA

La salmuera sintética que se utilizó tiene una salinidad de 283.324 [gr de sal/Litro de agua] o 283,324 ppm como cloruro de sodio equivalente. Los compuestos que la forman, así como la cantidad que se requirió para formar 1 litro de salmuera, se presentan en la **Tabla 4.4**.

Tabla 4.4 Componentes de la salmuera

Sales Hidratadas	Gramos
Cloruro de Sodio (NaCl)	151.5263
Cloruro de Calcio Dihidratado ($\text{CaCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$)	116.8933
Cloruro de Magnesio Hexahidratado ($\text{MgCl}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$)	16.2549
Sulfato de Sodio (Na_2SO_4)	0.4437
Cloruro de Hierro Hexahidratado ($\text{FeCl}_3 + 6\text{H}_2\text{O}$)	0.0005
Bicarbonato de Sodio (NaHCO_3)	0.2050
Carbonato de Sodio (Na_2CO_3)	0.0000

Nota: El NaHCO_3 y $\text{FeCl}_3 + 6\text{H}_2\text{O}$ no se emplearon, dado que son compuestos que hacen que la salmuera precipite de forma inmediata.

Para desarrollar la salmuera sintética se tiene que seguir un procedimiento preciso, con la finalidad de que cada una de las sales se logre disolver de forma eficiente, y así, prevenir la precipitación de las sales, este procedimiento depende de la composición de la salmuera. Los pasos a seguir para la salmuera utilizada en los experimentos fueron los siguientes:

- Disolver todas las sales por separados.
- Disolver Cloruro de Sodio y Sulfato de Sodio (Hacer una sola mezcla).
- Disolver Cloruro de Calcio y Cloruro de Magnesio (Hacer una sola mezcla).
- Disolver en la mezcla del inciso b con la mezcla del inciso c.

4.4.2. QUÍMICOS

4.4.2.1. Propiedades de los químicos

Para los experimentos de imbibición espontánea se emplearon tres surfactantes cuya patente es propiedad del Instituto Mexicano del Petróleo. Estos surfactantes son pertenecientes a la familia de Amesus, a continuación se describen sus características (en el segundo caso se presentan características para dos de los surfactantes empleados):

- 1) Amim (MX/a/2013/004644): Se trata de Coopolímeros aleatorios base ácido itacónico o sus isómeros y alquenil sulfonatos de sodio de fórmula estructural. Su uso es como inhibidor de incrustaciones minerales como carbonato de calcio, sulfatos de calcio, estroncio y bario y dispersantes de arcillas. Los Coopolímeros previenen y controlan el daño a la formación y la obstrucción del aparejo de producción. Así mismo, los Coopolímeros aleatorios tienen la característica de ser utilizados bajo condiciones de alta temperatura y alta salinidad.
- 2) Familia AMESUS (MX/a/2012/014187): Su obtención está relacionada con composiciones espumantes con propiedades modificadoras de la mojabilidad e inhibitorias de la corrosión que controlan la canalización de fluidos en el yacimiento, alteran la mojabilidad de la roca de forma favorable y controlan problemas de corrosión en aparejos de producción bajo condiciones alta temperatura y ultra salinidad, mediante al efecto sinérgico derivado de la reacción supramolecular de alquil amido propil hidroxisultainas o alquil hidroxisultainas con alquil hidroxisulfonatos de sodio y alquenil sulfonatos de sodio. Se caracterizan por ser tolerantes a altas concentraciones de iones divalentes tales como calcio, magnesio, estroncio y bario. Y para su aplicación en yacimientos se puede utilizar como medio de transporte agua de mar y/o agua congénita.

4.4.2.2. Concentración de los químicos

Se emplearon tres surfactantes diferentes: AMESUS 3100, AMESUS 1100 y AMIM 001. Las concentraciones que se manejaron fueron 0.05%, 0.1% y 0.2% para cada uno de los surfactantes. Para determinar la cantidad de surfactante que se utilizaría se tiene la siguiente relación:

$$C_1W_1 = C_2W_2 \quad 4.2$$

donde:

C_1 : Concentración del surfactante, para los tres surfactantes fue de 30%.

C_2 : Concentración a la que se desea tener la solución, 0.05%, 0.1% y 0.2%.

W_2 : Peso total de la solución que se desea, 80 gr.

W_1 : Peso del surfactante.

Una vez despejada la relación, se encuentra el peso de cada surfactante a emplear. Posteriormente, para determinar el peso de salmuera se resta del peso total de la solución (80 gr) el peso de cada surfactante. El peso de cada surfactante a emplear se presenta en la **Tabla 4.5**.

Tabla 4.5 Cantidad de surfactante a emplear.

Concentración	Peso del Surfactante (gr)	Peso de Salmuera (gr)
0.05%	0.13	79.86
0.1%	0.26	79.73
0.2%	0.53	79.46

Continuando con la preparación, se procedió a disolver cada uno de los químicos en salmuera sintética a las tres diferentes concentraciones, en vasos de precipitados de 100 ml, con un tiempo de agitación de 4 a 5 horas.

4.5. ACONDICIONAMIENTO EXPERIMENTAL

4.5.1. PROCESOS DE IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA

Para comprobar si la temperatura por si sola tiene un efecto significativo en la recuperación de aceite se hicieron tres experimentos base, que consistieron en colocar una muestra de roca saturada de aceite pesado dentro de un recipiente de vidrio con únicamente salmuera para después ser puestos en una estufa de convección bajo el efecto de tres diferentes temperaturas 50°C, 70°C y 100°C. Para que el proceso de imbibición espontánea se llevara a cabo de forma eficiente estos experimentos permanecieron durante 15 días bajo la influencia de la temperatura, tal como se muestra en la **Figura 4.13**.

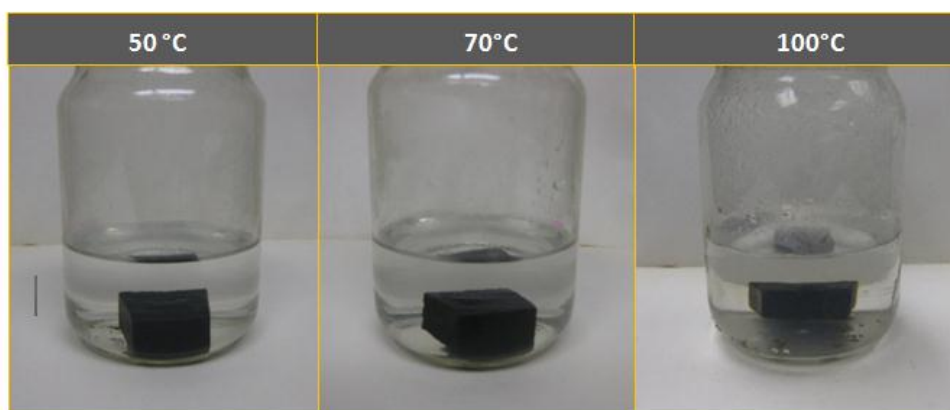
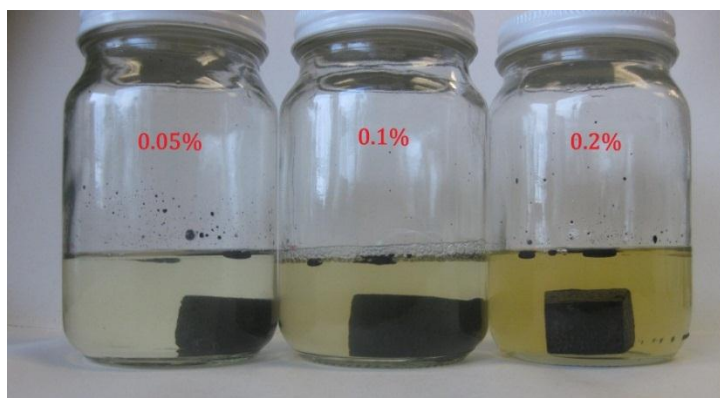
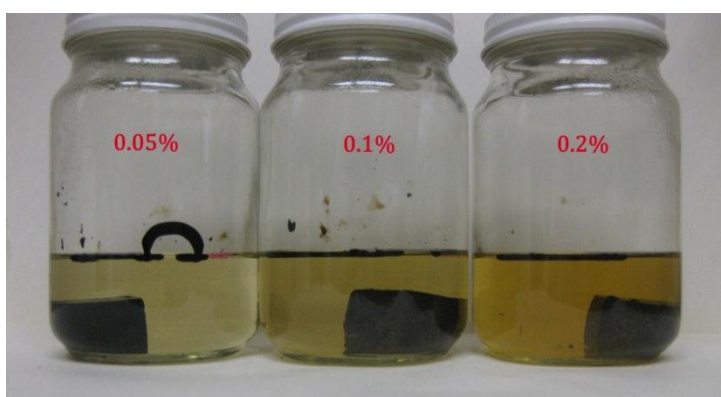
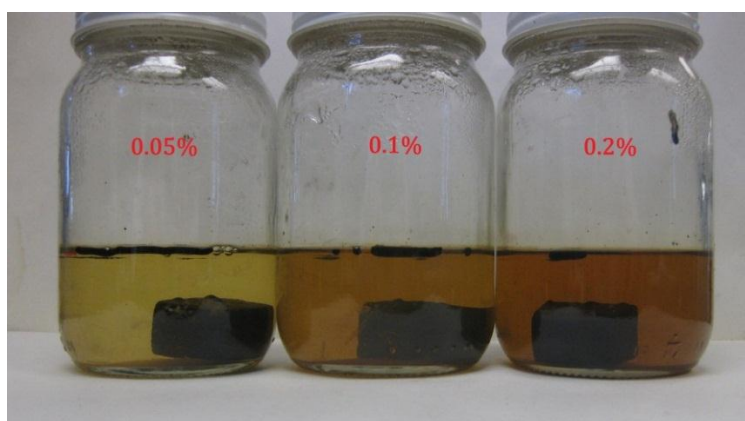


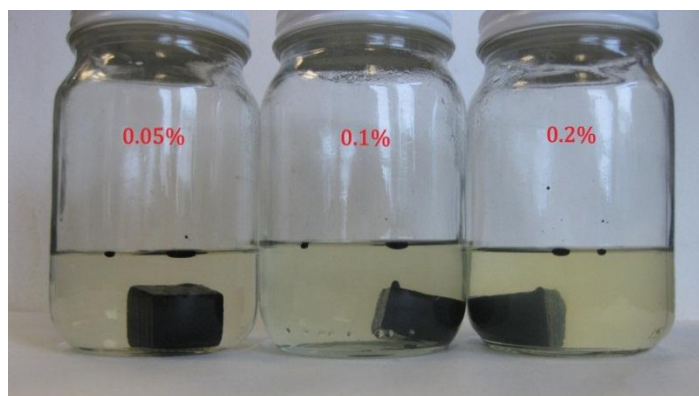
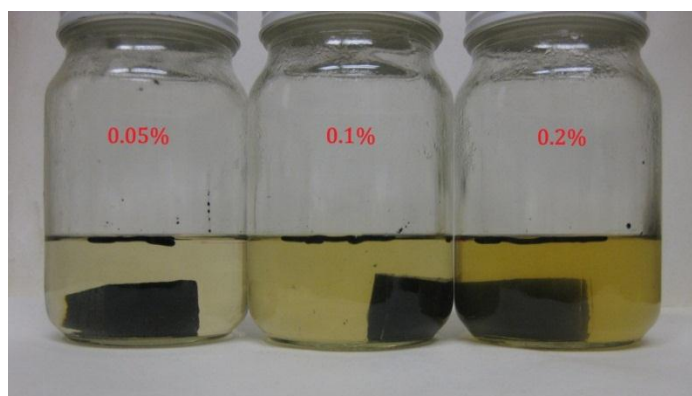
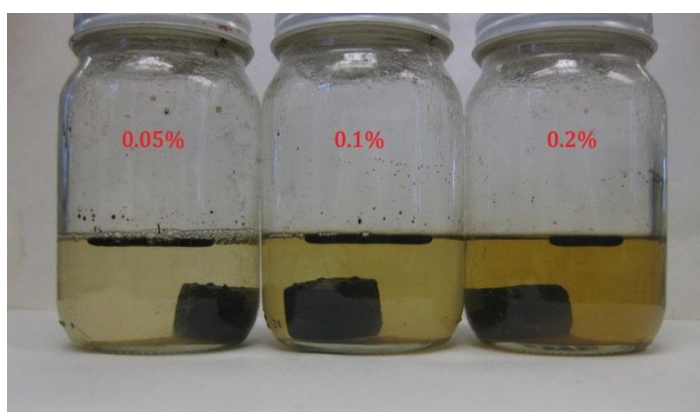
Figura 4.13 Experimentos base.

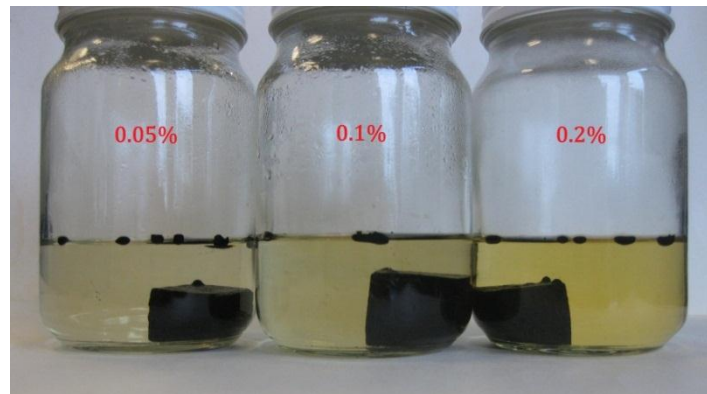
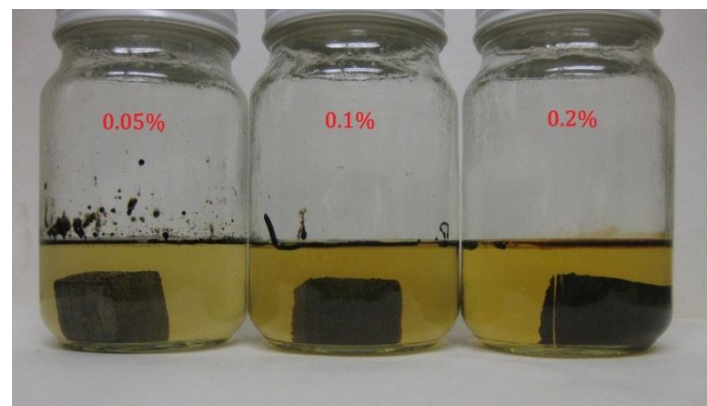
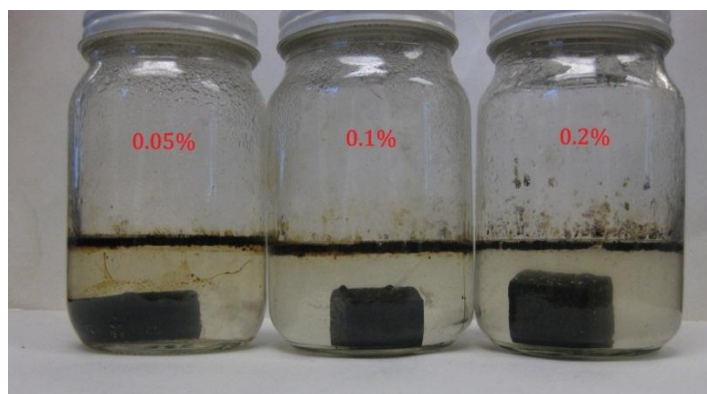
Para evaluar la eficacia de los surfactantes las muestras de roca fueron colocadas en recipientes de vidrio junto con los químicos modificadores de la mojabilidad diluidos en salmuera, en sus tres diferentes concentraciones (0.05%, 0.1 % y 0.2%). A continuación, fueron puestos en una estufa de convección a la temperatura de 50°C. Sí la solución de surfactante embebe la roca, el aceite es empujado fuera de ella y se acumula en la parte superior de la solución.

Posteriormente el experimento se repitió a 70°C y 100°C. Los experimentos se dejaron actuar hasta que el aceite ya no es expulsado de la roca (aproximadamente 15 días). Las

Figura 4.14 - Figura 4.22 muestran la recuperación final de aceite para los tres químicos empleados.

Químico AMESUS 3100**Figura 4.14** Químico AMESUS 3100 a la temperatura de 50°C.**Figura 4.15** Químico AMESUS 3100 a la temperatura de 70°C.**Figura 4.16** Químico AMESUS 3100 a la temperatura de 100°C.

Químico AMESUS 1100**Figura 4.17** Químico AMESUS 1100 a la temperatura de 50°C.**Figura 4.18** Químico AMESUS 1100 a la temperatura de 70°C.**Figura 4.19** Químico AMESUS 1100 a la temperatura de 100°C.

Químico AMIM 001**Figura 4.20** Químico AMIM 001 a la temperatura de 50°C.**Figura 4.21** Químico AMIM 001 a la temperatura de 70°C.**Figura 4.22** Químico AMIM 001 a la temperatura de 100°C.

4.5.2. MEDICIÓN DEL ACEITE RECUPERADO

Una vez transcurrido el proceso de imbibición, se retiraron los experimentos de la estufa de convección y fueron puestos a temperatura ambiente para proceder a realizar la medición del aceite expulsado de la roca.

El aceite que la roca expulsó se acumuló en la parte superior de la solución y se recuperó mediante la filtración de cada una de las soluciones, correspondientes a cada uno de los experimentos, sobre papel filtro como se observa en la **Figura 4.23**.



Figura 4.23 Filtración de las soluciones para recuperar el aceite expulsado de la roca.

Después se dejó secar el papel filtro, tal como se observa en la **Figura 4.24**. Una vez seco el papel filtro se procedió a pesar para conocer la cantidad de aceite expulsado de la roca. Las partes de aceite que se impregnaron en las paredes del recipiente se removieron con ayuda de papel filtro y cloroformo, y de igual forma se dejaron secar para posteriormente incluir el peso del aceite recolectado en la recuperación final.



Figura 4.24 Secado del papel filtro para obtener el peso del aceite recuperado

5. RESULTADOS EXPERIMENTALES

A continuación se presentan las tablas y gráficas del factor de recuperación de los experimentos de imbibición para cada uno de los químicos empleados en sus tres diferentes concentraciones (0.05%, 0.1% y 0.2%) y a tres diferentes temperaturas (50°C, 70°C y 100°C).

El factor de recuperación se calculó con respecto al volumen original de aceite (volumen de poros) bajo la consideración de que la saturación inicial de aceite es del 100%, ver **Apéndice D**. Los cálculos de la porosidad de las muestras de roca así como la saturación de aceite residual se presentan en el **Apéndice C** y **E** respectivamente.

Los resultados de los experimentos con químicos modificadores de la mojabilidad se compararon contra un caso base (sin presencia de químicos), a las tres diferentes temperaturas, para evaluar la eficacia de los químicos. Encontrando que en ninguno de los casos se recuperó aceite al transcurrir un período de 15 días (tiempo en que se dejaron actuar los procesos de imbibición), tal como se observa en la **Figura 5.1**.

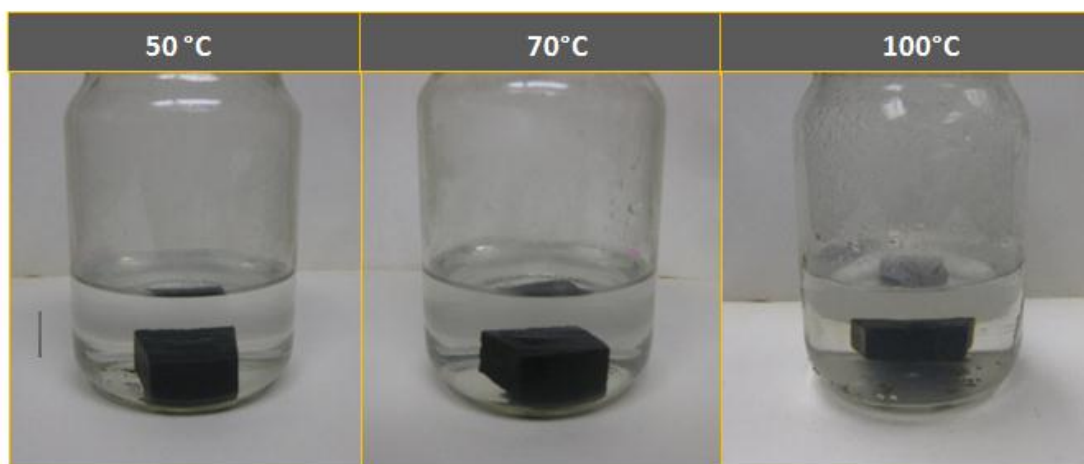


Figura 5.1 Experimentos base después del proceso de imbibición.

5.1. RESULTADOS DEL QUÍMICO AMESUS 3100

Tabla 5.1 Resultados del factor de recuperación para el químico AMESUS 3100.

Temperatura °C	Concentración	Factor de Recuperación (%)	Φ (%)
50	0.05%	50.30	21.92
	0.10%	50.62	21.40
	0.20%	43.91	20.67
70	0.05%	56.04	21.48
	0.10%	52.04	21.63
	0.20%	55.45	21.31
100	0.05%	79.69	14.20
	0.10%	73.05	19.86
	0.20%	65.53	20.26

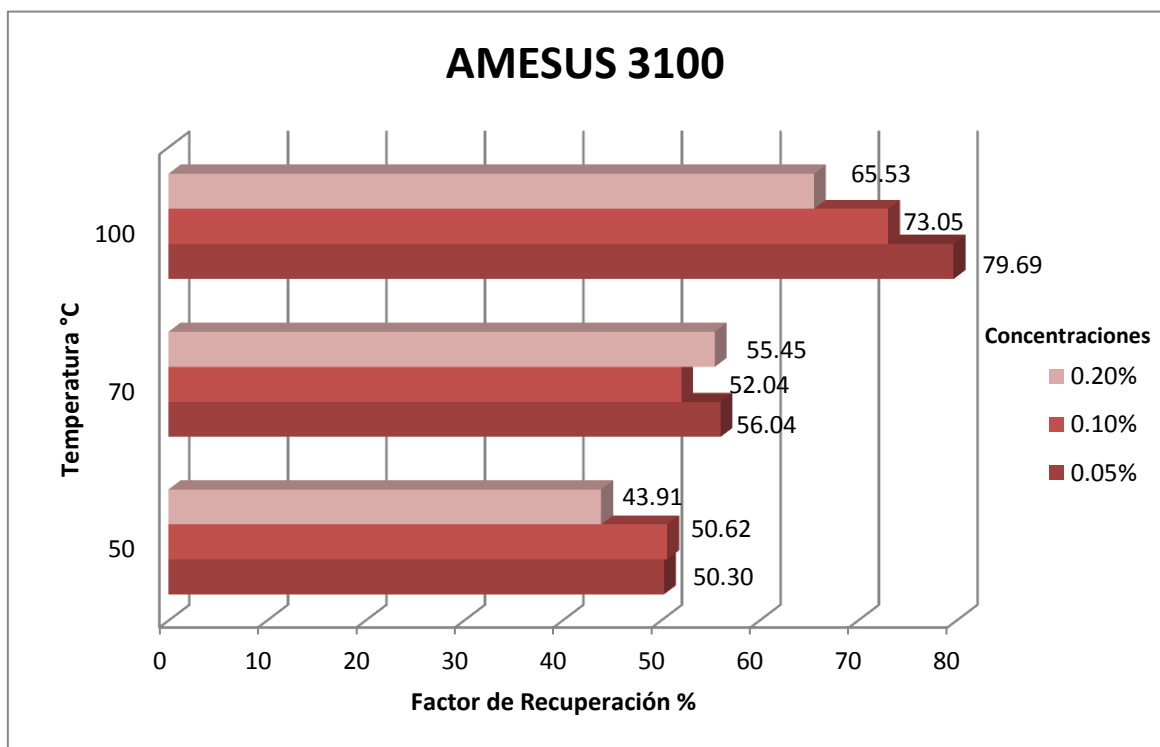


Figura 5.2 Gráfica de barras de los factores de recuperación para el químico AMESUS 3100.

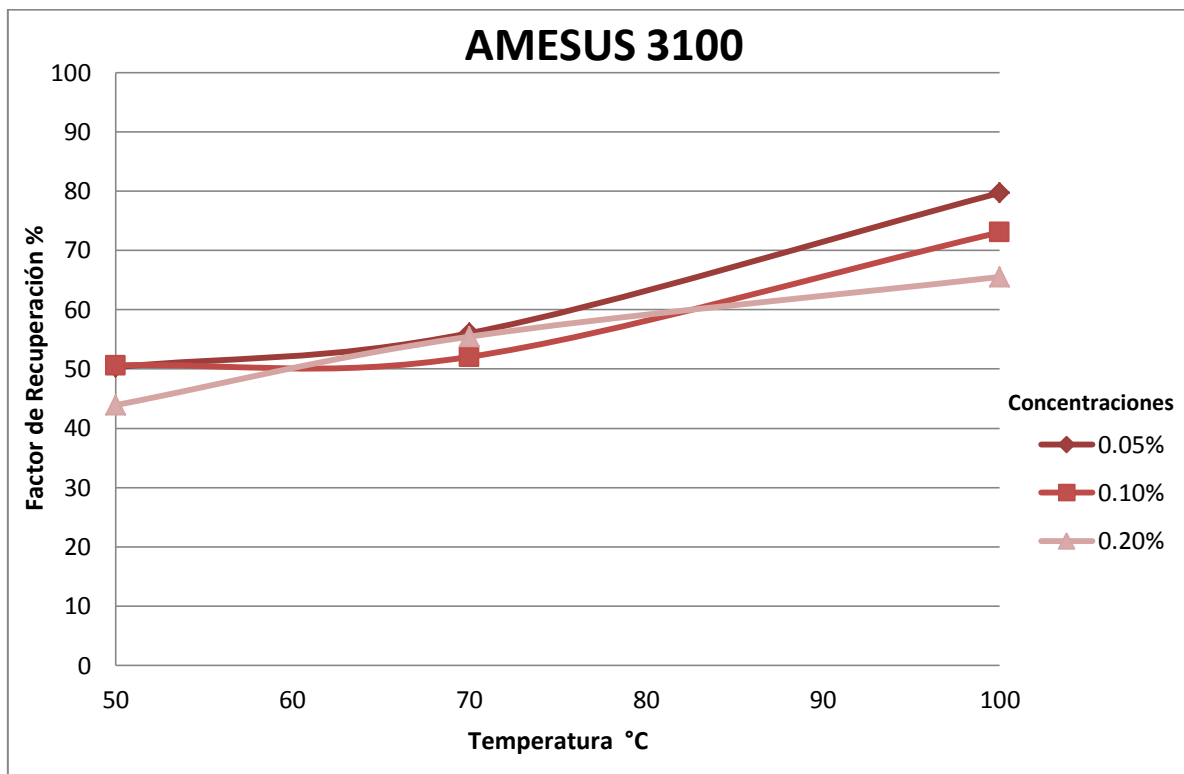


Figura 5.3 Factores de recuperación para el químico AMESUS 3100.

5.2. RESULTADOS DEL QUÍMICO AMESUS1100

Tabla 5.2 Resultados del factor de recuperación para el químico AMESUS 1100.

Temperatura °C	Concentración	Factor de Recuperación (%)	Φ (%)
50	0.05%	52.66	20.93
	0.10%	58.08	19.84
	0.20%	51.59	20.83
70	0.05%	54.14	21.93
	0.10%	56.08	21.05
	0.20%	50.20	21.61
100	0.05%	83.02	20.47
	0.10%	68.40	21.26
	0.20%	67.55	20.85

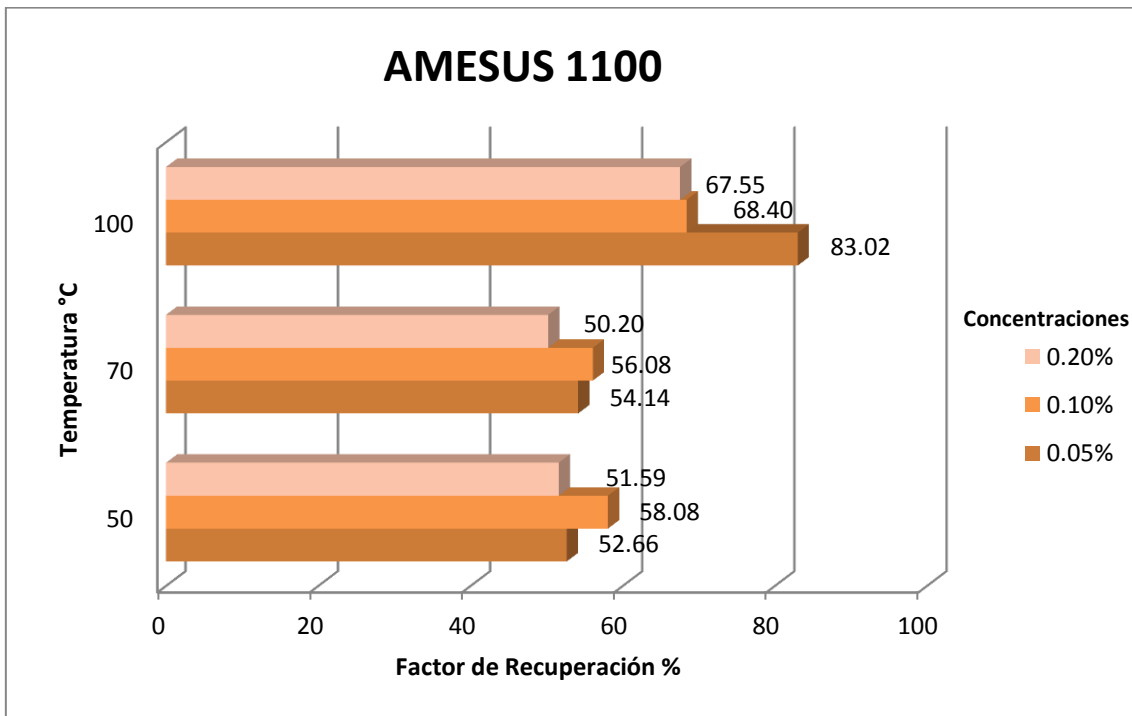


Figura 5.4 Gráfica de barras de los factores de recuperación para el químico AMESUS 1100.

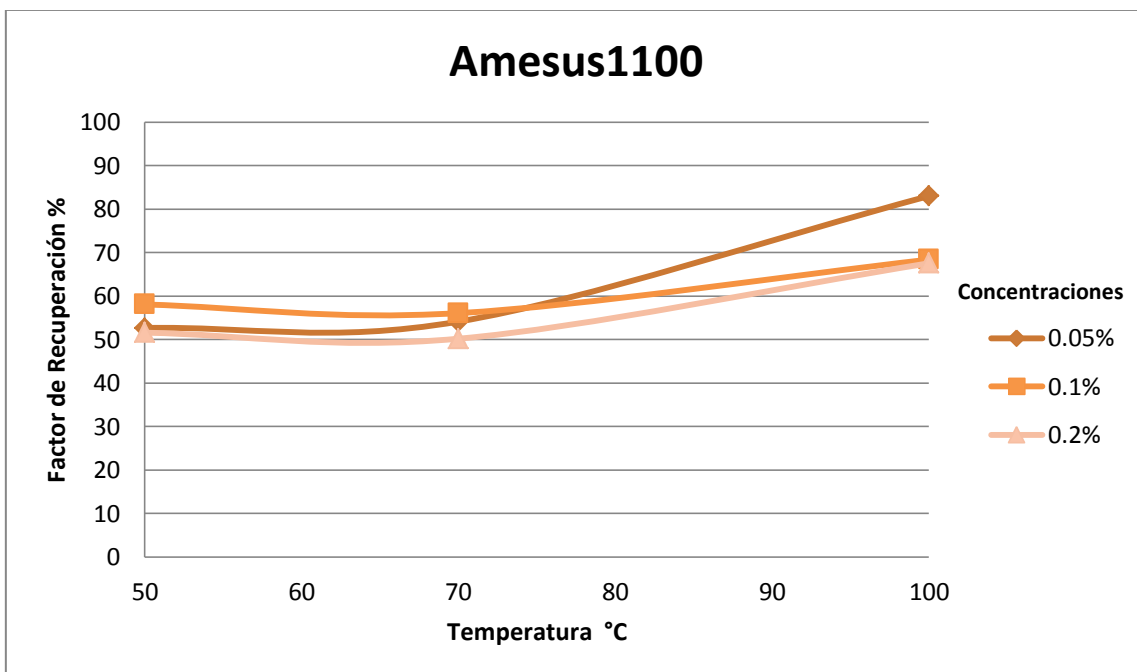


Figura 5.5 Factores de recuperación para el químico AMESUS 1100.

5.3. RESULTADOS DEL QUÍMICO AMIM 001

Tabla 5.3 Resultados del factor de recuperación para el químico AMIM 001.

Temperatura °C	Concentración	Factor de Recuperación (%)	Φ (%)
50	0.05%	61.11	21.78
	0.10%	42.45	20.85
	0.20%	53.46	21.66
70	0.05%	62.77	20.10
	0.10%	59.35	22.98
	0.20%	60.47	20.47
100	0.05%	74.06	22.21
	0.10%	77.51	22.54
	0.20%	73.34	19.73

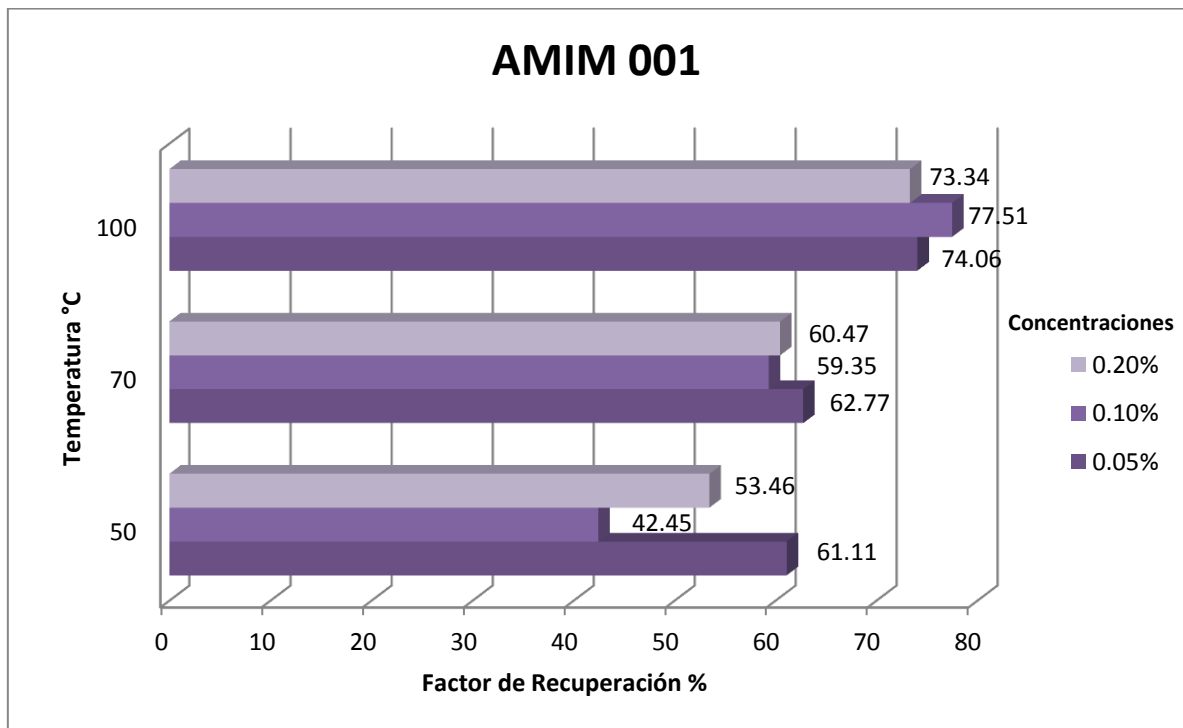


Figura 5.6 Gráfica de barras de los factores de recuperación para el químico AMIM 001.

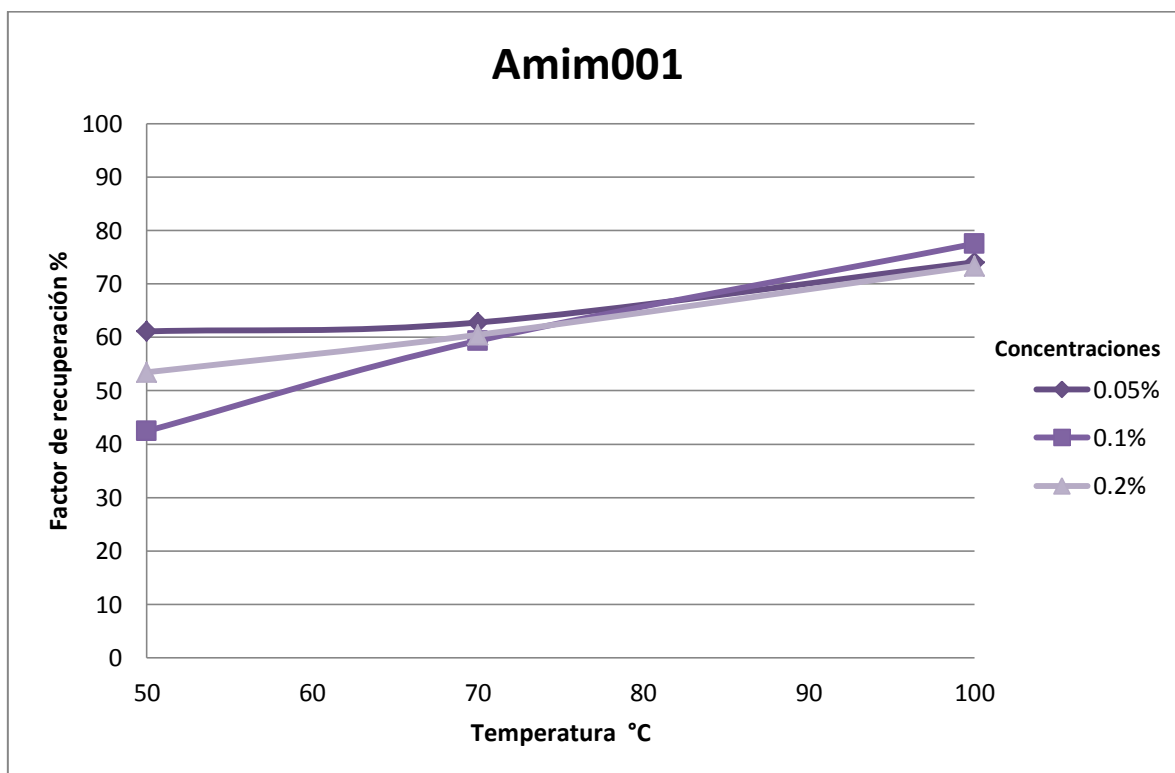


Figura 5.7 Factores de recuperación para el químico AMIM 001.

5.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los experimentos base (sin presencia de agentes químicos) muestran que la recuperación de aceite por imbibición en presencia de salmuera de formación es nula, esto se puede atribuir a que la roca es mojable por aceite, y por lo tanto la temperatura por sí sola no presenta efectos significativos en la recuperación de este tipo de aceite con la roca utilizada.

En los experimentos con químicos modificadores de la mojabilidad se presentó mayor recuperación de aceite a la temperatura de 100°C, teniendo así que la recuperación para el químico AMESUS3100 a la concentración de 0.05% fue de 79.69%, el químico AMESUS 1100 a 0.05% recuperó el 83.02% del aceite original y el químico AMIM 001 a la concentración de 0.1% presentó una recuperación de aceite de 77.51%.

Por el contrario, la menor recuperación de aceite para los tres químicos se obtuvo a la temperatura de 50°C, el químico AMESUS 3100 a la concentración de 0.2% tuvo una recuperación de aceite de 43.91%, el químico AMESUS 1100 a la misma concentración (0.2%) recuperó 51.59% del aceite original y el químico AMIM 001 a la concentración de 0.1% recuperó 42.45% del aceite original.

Se pudo observar que a la temperatura de 50°C el químico AMIM 001 es más eficiente a la concentración de 0.05%, con una recuperación de 61.11% del aceite original. A la temperatura de 70°C el químico AMIM 001 a la misma concentración (0.05%) presentó mayor recuperación de aceite frente a los demás agentes químicos, recuperando 62.77% del aceite original. Finalmente, a la temperatura de 100°C, el químico AMESUS 1100 a la misma concentración (0.05%) mostró una recuperación de aceite mayor, siendo ésta de 83.02%.

En las gráficas se aprecia que entre menor es la concentración de los agentes químicos (0.05% y 0.1%) mayor es la recuperación de aceite, exceptuando algunos casos. Esto se puede atribuir al efecto de adsorción del surfactante, es decir, a bajas concentraciones de químico se presenta un incremento de adsorción en la roca, esto fue probado por el trabajo de (Nieto D.A., Zamudio L.S., Luna E., Rodríguez D.I., Marín A., Hernández R., Chávez T.E., 2014).

En la **Figura 5.8** se muestra un esquema del fenómeno de adsorción cuando la concentración del agente químico se encuentra por debajo de la concentración micelar crítica, se observa cómo los monómeros del químico se adsorben mejor en la superficie de la roca; evitando la formación de micelas, logrando así que el químico cumpla la función de cambiar la mojabilidad de la roca. Esto sucede porque los monómeros del químico son atraídos mediante fuerzas generadas por las cargas presentes en la superficie de la roca para que sean adsorbidos para cambiar la mojabilidad.

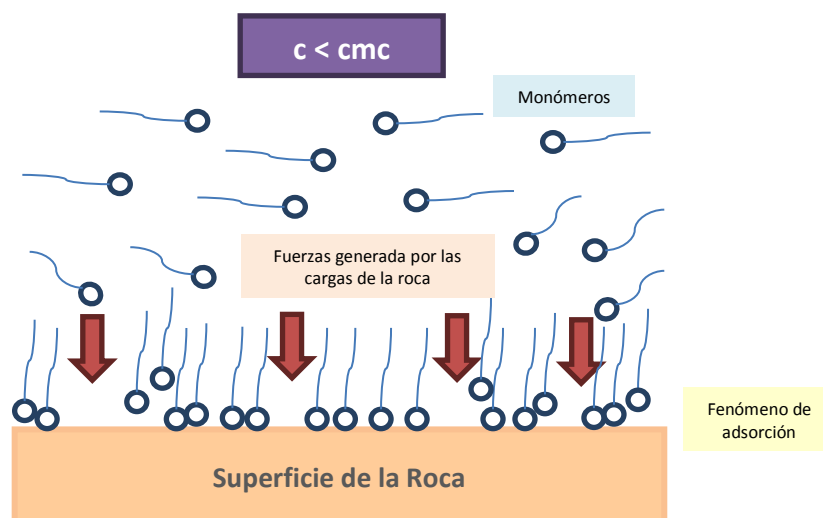


Figura 5.8 Esquema del fenómeno de adsorción cuando la concentración del agente químico (c) es menor a la concentración micelar crítica (cmc).

Por otra parte, cuando la concentración del agente químico es mayor a la concentración micelar crítica se forman micelas. La formación de micelas interfiere en la adsorción, ya que evitan que los monómeros de los químicos lleguen a la superficie de la roca y logren cumplir su función, tal como se muestra en la **Figura 5.9**. Las micelas generan fuerzas de atracción predominantes entre los monómeros del químico evitando que éstos sean adsorbidos en la roca, provocando un fenómeno de adsorción casi nulo.

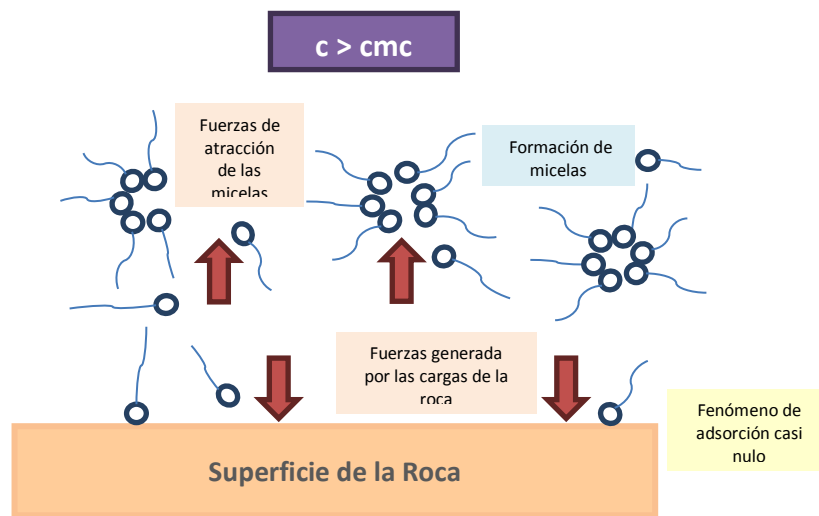


Figura 5.9 Esquema del fenómeno de adsorción cuando la concentración del agente químico (c) es mayor a la concentración micelar crítica (cmc).

CONCLUSIONES

- ◆ La combinación de métodos térmicos y químicos, mediante los cuales actúa la temperatura en combinación con agentes químicos modificadores de la mojabilidad, tiene un efecto positivo en la recuperación de aceite por imbibición.
- ◆ A mayor temperatura los químicos presentan mayor recuperación de aceite.
- ◆ Los principales mecanismos de recuperación que actuaron al combinar un método térmico con uno químico son: cambio en la mojabilidad de la roca por medio de los agentes químicos, incrementando la tendencia a ser mojada por agua; y reducción de la viscosidad del aceite a través de la temperatura, a medida que ésta se incrementó.
- ◆ Los agentes químicos empleados a la temperatura de 50°C y 70°C recuperaron entre 50-60% del aceite original, mientras que a la temperatura de 100°C la recuperación de aceite fue de 70-80%.
- ◆ Los agentes químicos modificadores de la mojabilidad fueron más eficientes a menores concentraciones (0.05% y 0.1%), lo cual representa un gran beneficio económico si pensamos en una posible aplicación a nivel de yacimiento de ésta combinación de métodos.
- ◆ El efecto físico-químico de las micelas en la superficie de la roca afecta el comportamiento de adsorción de los químicos modificadores de la mojabilidad, es decir, al incrementarse la concentración del agente químico la formación de micelas se hace presente e impiden que los monómeros del químico se logren adsorber en la roca.
- ◆ Los tres químicos empleados pertenecientes a la familia de Surfactantes Amesus mostraron compatibilidad con el agua (o estabilidad acuosa) ante las duras condiciones a las que fueron sometidos, a alta salinidad (283,324 ppm) y alta temperatura (100°C), con lo cual se asegura su uso para futuras pruebas.
- ◆ A la temperatura de 50°C y 70°C el Químico C tuvo un mejor desempeño, mientras que a 100°C el Químico B fue más eficiente.
- ◆ Es importante señalar que la aplicación de los métodos de recuperación mejorada es muy sensible al precio del barril de petróleo, en el caso de este trabajo se está hablando de implementar dos procesos de recuperación, con lo cual incrementarían considerablemente los costos y resultaría poco favorable su aplicación ante una caída en el precio del petróleo, sin embargo ante un

panorama económico favorable su aplicación sería óptima dado que los factores de recuperación que se obtienen son significativos.

RECOMENDACIONES

- ◆ Realizar pruebas a condiciones de yacimiento para evaluar la eficacia de los surfactantes.
- ◆ De llevarse a cabo una posible aplicación de esta combinación de métodos, se recomienda que la inyección de químicos se realice por arriba de la concentración micelar crítica (cmc), con la finalidad de que la formación de micelas permitan que el químico tenga un buen alcance durante el barrido en el yacimiento; de esta manera se garantiza que a través de la dilución de micelas, conforme avanza la zona de barrido, lleguen los monómeros a zonas lejanas del punto de inyección a cumplir la función de cambiar la mojabilidad de la roca y así se tenga alcance en toda la zona del yacimiento.
- ◆ Desarrollar Modelos de permeabilidad relativa y presión capilar que incluyan efectos de los químicos para su uso en simuladores que ayuden a evaluar correctamente el flujo de hidrocarburos en el yacimiento.

APÉNDICE A

CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL VOLUMEN TOTAL DE ROCA

# de muestra de roca	Dimensiones			Volumen Total de Roca (cm^3)
	Largo (cm)	Ancho (cm)	Altura (cm)	
13	2.094	1.987	1.278	5.317
28	2.413	2.166	1.341	7.009
11	2.304	2.097	1.725	8.334
17	2.193	2.173	1.055	5.027
4	2.179	2.063	1.271	5.713
20	2.173	1.835	1.344	5.359
10	1.978	2.109	1.308	5.456
14	2.291	2.194	1.279	6.429
22	2.166	1.993	1.720	7.425
33	3.300	2.057	1.410	9.571
34	2.077	1.932	1.431	5.742
40	2.265	2.244	1.322	6.719
38	1.936	2.126	1.523	6.269
5	1.725	2.056	1.520	5.391
35	2.252	2.051	1.341	6.194
39	2.238	2.289	1.166	5.973
37	2.213	2.077	1.227	5.640
32	2.242	2.083	1.265	5.908
36	2.135	2.142	1.375	6.288
8	2.067	2.001	1.557	6.440
31	2.220	2.320	1.240	6.386
15	2.170	1.740	1.480	5.588
1	2.110	2.030	1.060	4.540
26	2.280	2.190	1.220	6.092
25	1.910	2.060	1.450	5.705
3	2.125	2.200	1.160	5.423
6	2.050	2.160	1.520	6.731
29	2.300	2.075	1.300	6.204
19	2.220	2.000	1.260	5.594
7	2.115	2.200	1.410	6.561
12	2.120	2.270	1.710	8.229
30	2.197	2.253	1.361	6.737
21	2.158	2.116	1.506	6.877
27	2.249	2.079	1.258	5.882

APÉNDICE B

CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE

El volumen original de aceite se determinó mediante la siguiente formula:

$$\text{Volumen Original} = \frac{\text{Peso de la roca con aceite} - \text{Peso de la roca sin aceite}}{\text{Densidad del Aceite}}$$

$$\text{Densidad del aceite} = 0.985 \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right)$$

Teniendo que para 50°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Peso de la roca sin aceite (gr)	Peso de la roca con aceite (gr)	Volumen Original (cm ³)
Amesus 3100	0.05%	27	12	13.27	1.289
Amesus 3100	0.10%	30	13.74	15.16	1.442
Amesus 3100	0.20%	21	14.16	15.56	1.421
Amesus 1100	0.05%	25	11.78	12.96	1.198
Amesus 1100	0.10%	3	10.89	11.95	1.076
Amesus 1100	0.20%	26	12.53	13.78	1.269
Amim 001	0.05%	19	11.08	12.28	1.218
Amim 001	0.10%	12	17.37	19.06	1.716
Amim 001	0.20%	7	13.43	14.83	1.421

CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE

Para 70°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Peso de la roca sin aceite (gr)	Peso de la roca con aceite (gr)	Volumen Original (cm ³)
Amesus 3100	0.05%	32	11.31	12.56	1.269
Amesus 3100	0.10%	36	12.41	13.75	1.360
Amesus 3100	0.20%	35	12.25	13.55	1.320
Amesus 1100	0.05%	39	12.31	13.6	1.310
Amesus 1100	0.10%	38	12.92	14.22	1.320
Amesus 1100	0.20%	33	13.81	15.23	1.442
Amim 001	0.05%	22	15.68	17.15	1.492
Amim 001	0.10%	5	10.73	11.95	1.239
Amim 001	0.20%	8	13.34	14.64	1.320

CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE

Para 100°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Peso de la roca sin aceite (gr)	Peso de la roca con aceite (gr)	Volumen Original (cm ³)
Amesus 3100	0.05%	28	14.92	15.9	0.995
Amesus 3100	0.10%	13	10.82	11.86	1.056
Amesus 3100	0.20%	4	11.86	13	1.157
Amesus 1100	0.05%	10	11.26	12.36	1.117
Amesus 1100	0.10%	15	11.5	12.67	1.188
Amesus 1100	0.20%	14	13.05	14.37	1.340
Amim 001	0.05%	17	10.52	11.62	1.117
Amim 001	0.10%	20	11.23	12.42	1.208
Amim 001	0.20%	11	17.03	18.65	1.645

APÉNDICE C

CÁLCULOS PARA DETERMINAR LA POROSIDAD CON ACEITE DE LAS MUESTRAS DE ROCA

La siguiente formula se empleó para determinar la porosidad con aceite:

$$Porosidad = \left(\frac{Volumen\ de\ Poros^*}{Volumen\ Total\ de\ Roca} \right) \times 100$$

Teniendo que para 50°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Volumen de Poros (cm ³)	Volumen Total de Roca (cm ³)	Porosidad (%)
Amesus 3100	0.05%	27	1.289	5.882	21.92
Amesus 3100	0.10%	30	1.442	6.737	21.40
Amesus 3100	0.20%	21	1.421	6.877	20.67
Amesus 1100	0.05%	25	1.198	5.725	20.93
Amesus 1100	0.10%	3	1.076	5.423	19.84
Amesus 1100	0.20%	26	1.269	6.092	20.83
Amim 001	0.05%	19	1.218	5.594	21.78
Amim 001	0.10%	12	1.716	8.229	20.85
Amim 001	0.20%	7	1.421	6.561	21.66

*Partiendo del hecho de que cada muestra de roca se saturó al 100% de aceite, se tiene que: el volumen original de aceite es igual al volumen de poros.

**CÁLCULOS PARA DETERMINAR LA POROSIDAD CON ACEITE DE LAS MUESTRAS DE
ROCA**

Para 70°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Volumen de Poros (cm^3)	Volumen Total de Roca (cm^3)	Porosidad (%)
Amesus 3100	0.05%	32	1.269	5.908	21.48
Amesus 3100	0.10%	36	1.360	6.288	21.63
Amesus 3100	0.20%	35	1.320	6.194	21.31
Amesus 1100	0.05%	39	1.310	5.973	21.93
Amesus 1100	0.10%	38	1.320	6.269	21.05
Amesus 1100	0.20%	33	1.442	6.671	21.61
Amim 001	0.05%	22	1.492	7.425	20.10
Amim 001	0.10%	5	1.239	5.391	22.98
Amim 001	0.20%	8	1.320	6.448	20.47

**CÁLCULOS PARA DETERMINAR LA POROSIDAD CON ACEITE DE LAS MUESTRAS DE
ROCA**

Para 100°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Volumen de Poros (cm^3)	Volumen Total de Roca (cm^3)	Porosidad (%)
Amesus 3100	0.05%	28	0.995	7.009	14.20
Amesus 3100	0.10%	13	1.056	5.317	19.86
Amesus 3100	0.20%	4	1.157	5.713	20.26
Amesus 1100	0.05%	10	1.117	5.456	20.47
Amesus 1100	0.10%	15	1.188	5.588	21.26
Amesus 1100	0.20%	14	1.340	6.429	20.85
Amim 001	0.05%	17	1.117	5.027	22.21
Amim 001	0.10%	20	1.208	5.359	22.54
Amim 001	0.20%	11	1.645	8.334	19.73

APÉNDICE D

CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN

El factor de recuperación del aceite se determinó mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de Recuperación} = \left(\frac{\text{Volumen Recuperado de Aceite}}{\text{Volumen Original de Aceite}} \right) \times 100$$

donde:

$$\text{Volumen Recuperado de Aceite} = \frac{\text{Peso del Aceite Recuperado}}{\text{Densidad del Aceite}}$$

$$\text{Densidad del aceite} = 0.985 \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right)$$

Teniendo que para 50°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Volumen Original de Aceite (cm^3)	Peso del Aceite Recuperado (gr)	Volumen Recuperado de Aceite (cm^3)	Factor de Recuperación (%)
Amesus 3100	0.05%	27	1.289	0.639	0.649	50.30
Amesus 3100	0.10%	30	1.442	0.719	0.730	50.62
Amesus 3100	0.20%	21	1.421	0.615	0.624	43.91
Amesus 1100	0.05%	25	1.198	0.621	0.631	52.66
Amesus 1100	0.10%	3	1.076	0.616	0.625	58.08
Amesus 1100	0.20%	26	1.269	0.645	0.655	51.59
Amim 001	0.05%	19	1.218	0.733	0.744	61.11
Amim 001	0.10%	12	1.716	0.717	0.728	42.45
Amim 001	0.20%	7	1.421	0.748	0.760	53.46

CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN

Para 70°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Volumen Original de Aceite (cm^3)	Peso del Aceite Recuperado (gr)	Volumen Recuperado de Aceite (cm^3)	Factor de Recuperación (%)
Amesus 3100	0.05%	32	1.269	0.700	0.711	56.04
Amesus 3100	0.10%	36	1.360	0.697	0.708	52.04
Amesus 3100	0.20%	35	1.320	0.721	0.732	55.45
Amesus 1100	0.05%	39	1.310	0.698	0.709	54.14
Amesus 1100	0.10%	38	1.320	0.729	0.740	56.08
Amesus 1100	0.20%	33	1.442	0.713	0.724	50.20
Amim 001	0.05%	22	1.492	0.923	0.937	62.77
Amim 001	0.10%	5	1.239	0.724	0.735	59.35
Amim 001	0.20%	8	1.320	0.786	0.798	60.47

CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN

Para 100°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Volumen Original de Aceite (cm^3)	Peso del Aceite Recuperado (gr)	Volumen Recuperado de Aceite (cm^3)	Factor de Recuperación (%)
Amesus 3100	0.05%	28	0.995	0.781	0.793	79.69
Amesus 3100	0.10%	13	1.056	0.760	0.771	73.05
Amesus 3100	0.20%	4	1.157	0.747	0.758	65.53
Amesus 1100	0.05%	10	1.117	0.913	0.927	83.02
Amesus 1100	0.10%	15	1.188	0.800	0.813	68.40
Amesus 1100	0.20%	14	1.340	0.892	0.905	67.55
Amim 001	0.05%	17	1.117	0.815	0.827	74.06
Amim 001	0.10%	20	1.208	0.922	0.936	77.51
Amim 001	0.20%	11	1.645	1.188	1.206	73.34

APÉNDICE E

CÁLCULOS PARA DETERMINAR LA SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL

Para calcular la saturación de aceite residual se empleó:

$$\text{Saturación de Aceite Residual} = \left(\frac{\text{Volumen de Aceite Residual}}{\text{Volumen de Poros}^*} \right)$$

donde:

$$\text{Volumen de Aceite Residual} = \text{Volumen original de aceite} - \text{Volumen recuperado de aceite}$$

Teniendo que para 50°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Volumen Original (cm ³)	Volumen Recuperado (cm ³)	Volumen de Aceite Residual (cm ³)	Saturación de Aceite Residual
Amesus 3100	0.05%	27	1.289	0.649	0.641	0.497
Amesus 3100	0.10%	30	1.442	0.730	0.712	0.494
Amesus 3100	0.20%	21	1.421	0.624	0.797	0.561
Amesus 1100	0.05%	25	1.198	0.631	0.567	0.473
Amesus 1100	0.10%	3	1.076	0.625	0.451	0.419
Amesus 1100	0.20%	26	1.269	0.655	0.614	0.484
Amim 001	0.05%	19	1.218	0.744	0.474	0.389
Amim 001	0.10%	12	1.716	0.728	0.987	0.576
Amim 001	0.20%	7	1.421	0.760	0.661	0.465

*Partiendo del hecho de que cada muestra de roca se saturó al 100% de aceite, se tiene que: el volumen original de aceite es igual al volumen de poros.

CÁLCULOS PARA DETERMINAR LA SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL

Para 70°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Volumen Original (cm^3)	Volumen Recuperado (cm^3)	Volumen de Aceite Residual (cm^3)	Saturación de Aceite Residual
Amesus 3100	0.05%	32	1.269	0.711	0.558	0.440
Amesus 3100	0.10%	36	1.360	0.708	0.652	0.480
Amesus 3100	0.20%	35	1.320	0.732	0.588	0.445
Amesus 1100	0.05%	39	1.310	0.709	0.601	0.459
Amesus 1100	0.10%	38	1.320	0.740	0.580	0.439
Amesus 1100	0.20%	33	1.442	0.724	0.718	0.498
Amim 001	0.05%	22	1.492	0.937	0.556	0.372
Amim 001	0.10%	5	1.239	0.735	0.503	0.406
Amim 001	0.20%	8	1.320	0.798	0.522	0.395

CÁLCULOS PARA DETERMINAR LA SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL

Para 100°C:

Químico	Concentración	# de muestra de roca	Volumen Original (cm^3)	Volumen Recuperado (cm^3)	Volumen de Aceite Residual (cm^3)	Saturación de Aceite Residual
Amesus 3100	0.05%	28	0.995	0.793	0.202	0.203
Amesus 3100	0.10%	13	1.056	0.771	0.285	0.270
Amesus 3100	0.20%	4	1.157	0.758	0.399	0.345
Amesus 1100	0.05%	10	1.117	0.927	0.190	0.170
Amesus 1100	0.10%	15	1.188	0.813	0.375	0.316
Amesus 1100	0.20%	14	1.340	0.905	0.435	0.324
Amim 001	0.05%	17	1.117	0.827	0.290	0.259
Amim 001	0.10%	20	1.208	0.936	0.272	0.225
Amim 001	0.20%	11	1.645	1.206	0.438	0.267

REFERENCIAS

1. Avendaño, J. A. (2008). *Influencia del pH en la adsorción de surfactantes catiónicos sobre diversas superficies rocosas*. Tesis, Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Mérida, Venezuela.
2. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2012). *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Mejorada y Avanzada IOR – EOR*.
3. Kokal, S., y Al-kaabi, A. (2010). *Enhanced oil recovery: Challenges & Opportunities*; World Petroleum Council.
4. Lake, Larry W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*; Prentice-Hall Editorial.
5. *Limestone Indiana*. Recuperado de:
<http://academic.brooklyn.cuny.edu/geology/powell/613webpage/NYCbuilding/IndianaLimestone/IndianaLimestone.htm>.
6. Nieto D.A., Zamudio L.S., Luna E., Rodríguez D.I., Marín A., Hernández R., Chávez T.E. (2014). *Adsorption of zwitterionic surfactant on limestone measured with HPLC; micelle – vesicles influence*.
7. Pérez, E., Prado, G. E., Rojas, A., Correa, M.J. (2013). *Desarrollo de Campos Marginales – Caso de Estudio: Campo Ku Maloob Zaap Formación Eoceno Medio*.
8. Schembre, J.M., Tang G.-Q. y Kovscek A.R. (2006). *Wettability alteration and oil recovery by water imbibition at elevated temperatures; Journal of Petroleum Science and Engineering*.
9. Sharma, G., y Mohanty K.K. (2013). *Wettability Alteration in High- Temperature and High- Salinity Carbonate Reservoirs*. SPE Journal.
10. Stadnes, D.C. y Austad, T. (2000). *Wettability Alteration in Chalk: 2. Mechanism for Wettability Alteration From Oil-Wet to Water-Wet Using Surfactants*.