



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN
DEL CAMBIO DE MOJABILIDAD EN
MEDIOS POROSOS MEDIANTE EL
USO DE NANOPARTÍCULAS**

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

PERALTA JARQUÍN ADRIÁN

DIRECTORA DE TESIS

DRA. ANA PAULINA GÓMORA FIGUEROA



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023

Agradecimientos

A mis padres Emma y Maurino, por todo el esfuerzo que han hecho por darnos lo mejor a mis hermanas y a mí, lo que somos, donde estamos y a donde llegaremos es gracias al profundo amor que desde el primer día nos han dado, estoy seguro de que sin su apoyo incondicional y su confianza esto no sería posible. Les doy las gracias dedicándoles este trabajo esperando que los haga sentir orgullosos.

A mis hermanos Brenda, Lorena e Iván, agradezco que sean mis compañeros de viaje, gracias por las palabras de aliento y apoyo que siempre me han dado, los amo con todo lo que soy.

A mi Fer, por elegirme, ayudarme, alentarme, ser mi motor y estar siempre presente durante toda la carrera, eres familia para mí y sin ti todo habría sido mucho más difícil.

A Omar, Josué, Isaura, David, César, Hugo, Paul, Omar B., Bere, Gaby, Leo y todos aquellos amigos que estuvieron presentes alentándome y compartiendo conmigo esta etapa de mi vida. A Omar y Josué por todos los momentos divertidos, de estrés, de enojo y de trabajo, son los mejores amigos que pueden existir y el mejor equipo que pude elegir.

Con mucho cariño a la Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa, por su paciencia, tiempo, esfuerzo y guía para realizar este trabajo.

Y finalmente a todo el equipo del Laboratorio de Interacción Roca-Fluido, Fluido-Fluido, a Janett, Josué, Miguel, César y Abigali por hacer mis días de trabajo más amenos y ayudarme en la realización de algunos experimentos de este trabajo.

Agradecimientos

Agradezco al proyecto SENER-CONACyT 280816 “Plataforma Yacimiento en Miniatura para Estudios de EOR mediante Nanofluidos Inteligentes en Campos Maduros y No Convencionales de México”

Al proyecto PAPIIT IA105621 “Evaluación de rocas ígneas para almacenar dióxido de carbono a través de la formación de carbonatos” por el apoyo para realizar la presente investigación.

A Pemex Exploración y Producción por facilitar los fluidos de trabajo.

Los avances de este trabajo fueron presentados en dos congresos:

*Congreso Mexicano del Petróleo **6 – 9 de julio de 2022**, Villahermosa, Tabasco.

*9ª Reunión Anual del Capítulo Mexicano de Interpore **2 – 3 de marzo de 2023 RACMI-2023** en modo Híbrido.

Índice

1	Justificación	5
2	Hipótesis	6
3	Objetivos	6
3.1	Objetivo general	6
3.2	Objetivos específicos	6
4	Antecedentes	7
4.1	Mojabilidad	7
4.1.1	Tensión superficial	10
4.1.2	Tensión Interfacial	11
4.1.3	Presión capilar	11
4.1.4	Imbibición	13
4.1.5	Drene	13
4.2	Métodos de recuperación mejorada	13
4.2.1	Surfactantes	15
4.2.2	Nanopartículas	18
4.3	Nanopartículas más surfactantes	24
4.4	Restauración y añejamiento de muestras	26
4.4.1	Limpieza del núcleo	27
4.4.2	Saturación de la muestra	28
4.5	Pruebas experimentales de alteración de ángulo de contacto e imbibición espontánea	29
4.6	Pruebas experimentales	32
5	Materiales	35
6	Metodología experimental	40
7	Resultados y Discusión	45
8	Conclusiones y recomendaciones	61
9	Bibliografía	63
10	Lista de figuras	67
11	Lista de tablas	67
12	Anexo	69

1 Justificación

Actualmente el uso de nuevas tecnologías para explotar y mejorar la recuperación de hidrocarburos en campos maduros, como los de nuestro país, tiene un gran impacto en el desarrollo de información y métodos para la extracción de estos recursos, dichas tecnologías requieren un largo trabajo de investigación en el que juega un papel importante la realización de experimentos que sean representativos de las condiciones de campo; los experimentos para la determinación de la mojabilidad y pruebas de imbibición espontánea no son la excepción. Por lo tanto, contar con una metodología específica para el añejamiento y restauración de las propiedades de la roca es el inicio para el desarrollo de experimentos representativos, en especial cuando se quieren evaluar métodos de recuperación mejorada como son los nanofluidos.

Un proceso de restauración y añejamiento de muestras provee mayor fidelidad a los resultados de cualquier tipo de prueba en laboratorio, también muestra los retos que las condiciones de yacimiento generan en la interacción de distintos tipos de agentes usados para mejorar la recuperación de hidrocarburos, ampliando la visión tanto para el desarrollo de soluciones a estos retos, así como la incorporación de datos a la simulación de pruebas.

La nanotecnología implica el uso de la materia a niveles atómico, molecular y supramolecular en diversos procesos industriales. El uso de nanopartículas tiene un gran potencial para revolucionar la industria del petróleo y gas, tanto en los procesos de perforación como en producción, incluyendo la recuperación secundaria y mejorada. (Agista et al., 2018) En la última década se han llevado a cabo numerosos estudios experimentales y de simulación que han demostrado a nivel de laboratorio que la inyección de nanofluidos de sílice (SiO_2), mejora la recuperación de aceite en núcleos de roca, mediante la alteración de la mojabilidad, la reducción de la tensión interfacial, entre otros mecanismos.

Un alto porcentaje de los yacimientos se encuentran en rocas carbonatadas, concretamente en México gran parte de la producción (90%) y de las reservas probadas (67%) provienen de los campos del sureste donde predominan este tipo de rocas (Silva Yáñez et al., 2014). Además, a nivel mundial también representan un alto porcentaje del total de reservas probadas.

En este trabajo se presenta una metodología para el añejamiento y restauración de las propiedades de muestras de una roca carbonatada, la determinación de la mojabilidad de ésta por medio de la medición del ángulo de contacto y el desarrollo de una prueba de imbibición espontánea empleando aceite crudo pesado y salmueras provenientes de un campo de la Región Norte. Los agentes químicos empleados en esta prueba son; un surfactante no-iónico y nanopartículas de sílice.

2 Hipótesis

Después de un proceso de restauración y añejamiento de muestras de roca es posible recrear las condiciones de mojabilidad que dictan el comportamiento de los fluidos dentro de un yacimiento para evaluar el potencial de métodos de recuperación secundaria y mejorada en laboratorio como son las nanopartículas y los surfactantes que mejoren el desplazamiento del aceite, incrementando el factor de recuperación de hidrocarburos en yacimientos maduros.

3 Objetivos

3.1 Objetivo general

Generar una metodología para el acondicionamiento de carbonatos y llevar a cabo pruebas de laboratorio simulando condiciones representativas de yacimiento y evaluando nanopartículas y surfactantes mediante la medición del ángulo de contacto y la recuperación de crudo por imbibición espontánea.

3.2 Objetivos específicos

- Estudiar y seleccionar las condiciones de restauración y añejamiento de las muestras de roca.
- Evaluar el cambio de la mojabilidad de la roca mediante pruebas de ángulo de contacto variando salinidad y agentes químicos (surfactante, nanopartículas y la combinación de ambos).
- Evaluar el desempeño en la recuperación de hidrocarburos de nanopartículas en conjunto con surfactante en una prueba de imbibición espontánea.

4 Antecedentes

4.1 Mojabilidad

La mojabilidad es el comportamiento que tiene una superficie sólida frente a un fluido y puede definirse de varias maneras. De acuerdo con la termodinámica, la mojabilidad de un sólido por un líquido puede estar relacionada con la variación en la energía libre de Gibbs¹ de un sistema sólido/líquido asumiendo que éste está en equilibrio (Embid Droz, 1997).

Las rocas son estructuras complejas que contienen una gran variedad de minerales los cuales tienen afinidad variada por los fluidos (gas, agua y aceite) y para conocer esta afinidad en un yacimiento es necesario contar con información sobre el tipo de aceite, la salmuera o agua en el medio, la superficie mineral, la temperatura, la presión y la historia de saturación del sistema.

En el caso de los yacimientos al tener hasta 3 fluidos inmiscibles interactuando con la roca se define lo siguiente:

- **Fase Mojante:** Se refiere al fluido que ingresa de manera espontánea en la roca, se adhiere a ella, tendiendo a ocupar los poros más pequeños dificultando su movilización a través del medio (generalmente la fase mojante es el agua)
- **Fase no Mojante:** Es el fluido que tiende a ser expulsado del medio debido a su poca afinidad con la roca, el cual se aloja en los poros más grandes y su movilización es más fácil (generalmente se trata del aceite).

En casos ideales la fase no mojante será desplazada por la fase mojante hasta que se reemplace en un 100% una por otra; sin embargo, en los procesos de migración en la formación pueden existir remanentes de la fase no mojante que en presencia de compuestos polares con composición asfáltica (Salgado M. & González V., 2005) se absorben en la formación cambiando la mojabilidad de la roca en ciertas zonas haciendo al aceite la fase mojante.

En muchas ocasiones la mojabilidad ha sido tomada como binaria, es decir, el yacimiento es mojado por agua o es mojado por aceite; sin embargo, esta es una simplificación sobre la complejidad que la mojabilidad tiene a lo largo de la litología del yacimiento y con respecto a los fluidos presentes.

Referirse a la característica de un sistema como “preferentemente” mojado por algún fluido, si bien puede parecer extraño ayuda a explicar el fenómeno de la mojabilidad, la cual está presente a lo largo de todo el yacimiento y no es constante debido a cambios litológicos o procesos de migración que haya sufrido el yacimiento. Debido a esto se encuentra el problema de describir la mojabilidad como un elemento binario, es entonces cuando se

¹ Energía libre de Gibbs: es una medida del cambio de la entropía de un sistema + entorno a una presión y temperatura constante.

puede definir una mojabilidad mixta, intermedia o neutral, para este trabajo será utilizada la palabra intermedia.

En un sistema roca/salmuera/aceite se identifican distintos estados de mojabilidad que se observan en la figura 1:

- **Mojabilidad al agua:** donde el agua cubre los granos de la roca y puede ocupar por completo los poros más pequeños mientras que el aceite ocuparía los poros más grandes, se formaría una película de agua adherida a la roca dejando al aceite libre para fluir, ésta es la mejor condición que pueden presentar los yacimientos debido a que es mucho más fácil recuperar el hidrocarburo libre en el sistema de fluidos.
- **Mojabilidad por aceite:** es el caso contrario al anterior, es el aceite quien se encuentra adherido a la roca, ocupando los poros más pequeños y dejando el agua en los más grandes.
- **Mojabilidad neutra/mixta/intermedia:** es aquella que tiene una preferencia tanto por agua como por aceite en donde ciertas áreas de la roca están mojadas por una y ciertas áreas por otra.

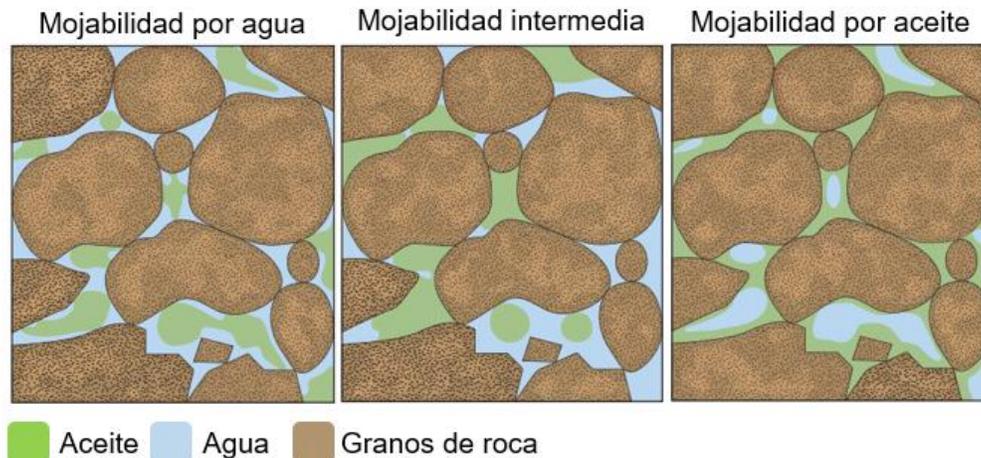


Figura 1: Representación de la mojabilidad, modificado de: (Abdallah Edmonton et al., 2007)

Mojabilidad en la roca: Como se mencionó, la complejidad de la roca del yacimiento tiene un papel importante en la determinación de la mojabilidad ya que cada mineral que la compone se comporta de forma distinta, dificultando su caracterización general, a ésta complejidad se suma la historia de saturación que sufrió la roca en el proceso de formación, migración y atrapamiento del petróleo como menciona (Abdallah Edmonton et al., 2007) si la roca nunca estuvo en contacto con petróleo lo más probable es que presente una preferencia a ser mojada por agua; para el caso contrario en que el petróleo estuvo en contacto con la roca es más probable que sea mojada por petróleo.

Como (Humberto & Macualo, 2012) menciona, parte de la evaluación de la mojabilidad durante el drenaje primario, en yacimientos convencionales, que es cuando el aceite migra de la roca generadora a la roca almacén, el aceite se aloja en los poros más grandes de la roca debido a la presión capilar menor que hay a diferencia de la presión capilar generada

en los poros más pequeños, es en estas zonas invadidas por aceite que comienza una especie de añejamiento mediante el cual la roca absorbe especies tensoactivas presentes en el aceite (ej. compuestos polares, resinas, asfaltenos) y cambia su mojabilidad, resultando en una mezcla de afinidades por distintos fluidos dentro del yacimiento.

Conocer la mojabilidad de la roca del yacimiento es importante desde el comienzo de su explotación ya que incide en la productividad y en la recuperación de aceite, su estado original y su alteración después de la migración de hidrocarburos tienen efecto en el perfil de saturación de agua inicial y en las características de producción del yacimiento, si bien la mayoría de los éstos son mojados por agua, después del proceso de migración se presenta una zona de transición como se muestra en la Figura 2 a través de la cual la saturación de fluidos cambia gradualmente pasando de aceite con agua irreductible en la parte superior de la zona a la presencia de solo agua en la base de ésta, el contacto de aceite y agua irreductible con la roca altera su mojabilidad inicial adicionando complejidad a su determinación. Esta distribución está dada por la diferencia de presión basada en la flotabilidad del aceite y el agua, dando lugar a la presión capilar. (Abdallah Edmonton et al., 2007)

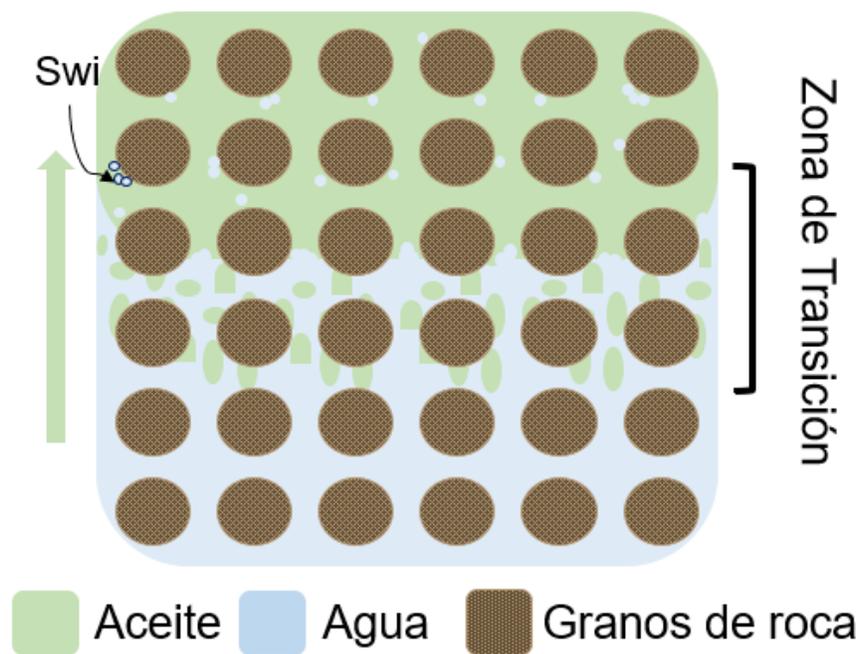


Figura 2: Representación de zona de transición en la migración del petróleo, elaboración propia.

Distribución de fluidos en la roca: Cuando se tiene un sistema con dos fluidos inmiscibles en un medio poroso, su distribución en equilibrio estático está determinada por la relación de energías superficiales que se visualizan mejor con la ayuda de los fenómenos de tensión interfacial y ángulo de contacto. El ángulo de contacto determina la curvatura de la interfaz entre los dos fluidos que bajo la influencia de la tensión interfacial da lugar a la presión capilar. En condiciones estáticas, el equilibrio se alcanza cuando las fuerzas externas como

la gravedad o la presión son impuestas artificialmente en alguna de las fases y así se equilibra con la presión capilar. Considerando la geometría del medio poroso existe una distribución dada de los fluidos en éste, cada fase constituyente tiene una distribución geométrica determinada por sus saturaciones como se muestra en la Figura 3 (Rapoport & Leas, 1951). Las propiedades del sistema roca-fluido, fluido-fluido que inciden en el estado de la mojabilidad de una roca los cuales se presentan a continuación.

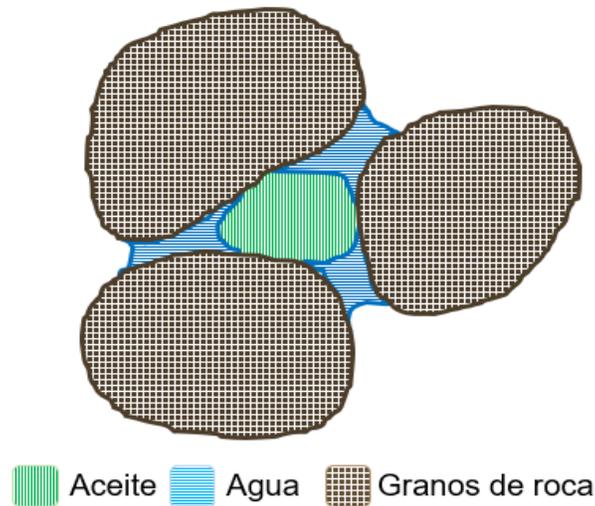


Figura 3: Representación de la distribución de fluidos en el yacimiento, modificado de: (Rapoport & Leas, 1951)

4.1.1 Tensión superficial

Es una propiedad de la superficie de un líquido que permite soportar la fuerza externa aplicada por otro fluido en este caso un gas, ésta es causada por la atracción entre moléculas del líquido hacia el seno de éste debido a las fuerzas de cohesión. La tensión superficial es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase entre un líquido y un gas, un ejemplo es el caso del agua y su vapor a condiciones de presión y temperatura ambiente la cual es alrededor de 72.8 dina/cm (o mN/m) (Farn, 2006).

Tabla 1: Ejemplos de tensión superficial de algunas sustancias a 20 °C (Farn, 2006)

Sustancia	Tensión Superficial (dina/cm)
Agua	72.8
Alcohol etílico	22.3
Alcohol metílico	22.6
Cloroformo	27.14
Benceno	28.88
n-Octano	21.8

4.1.2 Tensión Interfacial

Es la energía libre de Gibbs por unidad de área requerida para la formación de una interfase entre dos fluidos (líquido-líquido, sólido-sólido, líquido-sólido) a presión, temperatura y composición química constantes, cuando dos fluidos entran en contacto y son inmiscibles se encuentran separados por una película fina de moléculas cuyas propiedades son diferentes a las de las fases que la conforman. La tensión interfacial puede ser considerada una medida indirecta de la solubilidad, a medida que ésta disminuye las dos fases se aproximan más a la miscibilidad, una tensión interfacial baja es esencial para la recuperación del petróleo. (Humberto & Macualo, 2012)

Una de las formas más simples de calcular la tensión interfacial es mediante un tubo capilar. Por ejemplo, considérese el caso de agua y aire; donde un tubo de radio r es introducido en un recipiente con agua, la cual ascenderá por el tubo hasta una altura h , este ascenso se da si el fluido moja el tubo. Las condiciones de equilibrio estático están determinadas por la gravedad que impide que el fluido ascienda mientras que la tensión superficial que tiene una componente vertical ascendente.

El balance de estas fuerzas está expresado por la siguiente ecuación Green y Wilhite (1998)

$$\sigma \cos\theta \ 2\pi r = \pi r^2 h (\rho_w - \rho_o) g$$

donde:

$r =$ radio capilar [cm]

$h =$ altura de la columna de fluido dentro del capilar [cm]

$\rho_w =$ densidad del agua $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$

$\rho_o =$ densidad del aceite $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$

$g =$ gravedad $\left[\frac{cm}{s^2}\right]$

$\theta =$ ángulo de contacto entre el líquido y el capilar [°]

Que resolviendo σ para la tensión interfacial se tiene

$$\sigma = \frac{rh(\rho_w - \rho_o)g}{2\cos\theta}$$

4.1.3 Presión capilar

Es una propiedad importante afecta de manera directa o indirecta otras propiedades como son las saturaciones residuales o la permeabilidad relativa. La relación que existe entre la presión capilar y la saturación de la fase mojante es una función de la mojabilidad de la roca, la estructura porosa de la roca, la tensión interfacial, así como la historia de saturación del sistema, cualitativamente puede ser expresada como la diferencia de presión que resulta de la interfase de dos fluidos inmiscibles. De manera práctica se entiende como la capacidad de succión que tienen los poros de la roca a un fluido o también como la

capacidad de la roca para evitar que un fluido no moje o interactúe con la roca. Cuantitativamente la presión capilar está definida como la presión de la fase no mojanante menos la presión de la fase mojanante, como un ejemplo en un sistema mojado por agua tendríamos que la presión capilar es la presión del aceite menos la presión del agua. (Abdallah Edmonton et al., 2007) La presión capilar es el resultado y evidencia de la mojabilidad, ver Figura 4.

$$P_c = P_{nw} - P_w = \sigma_{ow} \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right)$$

Donde

P_{nw} = es la presión del aceite

P_w = es la presión del agua

σ_{ow} = es la tensión interfacial entre el agua y el aceite

r_1 y r_2 = son los radios de curvatura de la interface medidos perpendicularmente

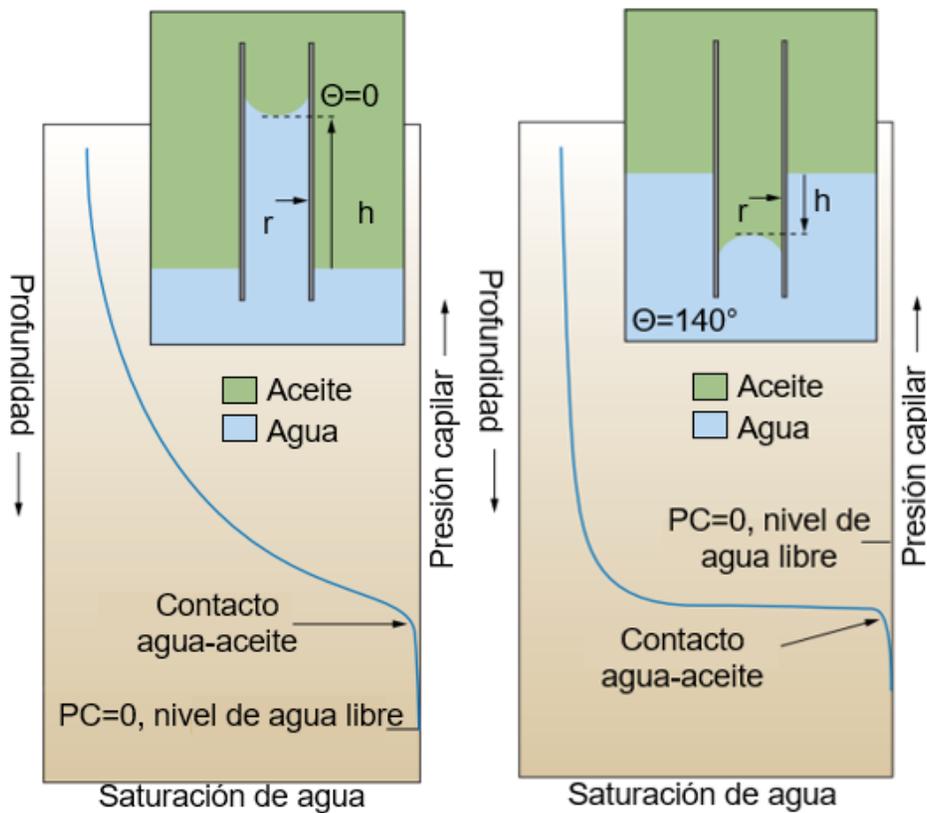


Figura 4: Representación de la presión capilar, modificado de (Abdallah Edmonton et al., 2007)

La presión capilar puede ser negativa o positiva dependiendo de la fase mojanante, si la presión capilar es positiva la fase mojanante es el agua y el aceite la no mojanante, cuando las preferencias están invertidas la presión capilar es negativa (Cortés Martínez, 2013). Cuando

la geometría del medio poroso es muy compleja, es prácticamente imposible medir la curvatura por lo que la presión debe ser determinada experimentalmente.

A continuación, se revisarán los mecanismos mediante los cuales los fluidos se movilizan dentro de un yacimiento; estos son: imbibición y drene.

4.1.4 Imbibición

Se refiere a un incremento de la saturación de la fase mojante de un sistema de dos fluidos inmiscibles en un medio poroso y puede separarse en dos; imbibición espontánea, la cual se da sin fuerzas externas o imbibición forzada tal como ocurriría en una inundación con agua sobre un material que es mojado también por agua (Abdallah Edmonton et al., 2007). En la práctica este término se usa para referirse a un incremento en la saturación de agua en un yacimiento, podríamos describirla como un mecanismo de intercambio en el que se reemplaza aceite por agua en una zona específica de la roca, su efectividad depende de; la mojabilidad, el tamaño del bloque de la matriz donde se encuentran los fluidos, la porosidad, la permeabilidad, la tensión interfacial de los fluidos, viscosidad, el área de contacto y el tiempo que están en contacto los fluidos y la roca.

4.1.5 Drene

Es el proceso mediante el cual la fase no mojante desplaza en el medio poroso a la fase mojante, este es un proceso forzado, no espontáneo, pues debido a que las fuerzas capilares tienden a retener a la fase mojante en los poros por lo que es necesaria una fuerza externa. Este proceso se origina de manera regular cuando en la formación del yacimiento el aceite comienza a migrar a la trampa donde se depositará, la cual estará saturada 100% de agua hasta a ese momento y debido a las fuerzas capilares, a la composición de la roca y a la composición de los fluidos el aceite desplazará al agua.

4.2 Métodos de recuperación mejorada

Alrededor del 61% del aceite recuperable se encuentra en yacimientos carbonatados (O.Roehl & W. Choquette, 1985), ya que un porcentaje importante queda atrapado en la roca es necesario el uso de recuperación secundaria y mejorada. La recuperación mejorada tiene como objetivo incrementar la recuperación de aceite remanente mediante la inyección de sustancias específicas que aumenten la recuperación de aceite (ej. gas, químicos, vapor), como se ve en la figura 5 pueden clasificarse entre térmicos y no térmicos. Los más utilizados han sido la inyección de vapor y la combustión *in situ* para yacimientos de crudos pesados y extrapesados, al igual que SAGD utilizado en arenas bituminosas en Canadá, China, Estados Unidos y Venezuela, mientras que para los no térmicos la inyección de

gases sigue siendo utilizado en yacimientos de crudo livianos y gas y condensados en costa afuera (Manrique & Romero, 2010). Finalmente, los métodos químicos que aumentan su uso con el desarrollo de nuevas tecnologías que disminuyen sus costos y mejoran sus beneficios son los polímeros (Manrique et al., 2010), surfactantes y nanopartículas.

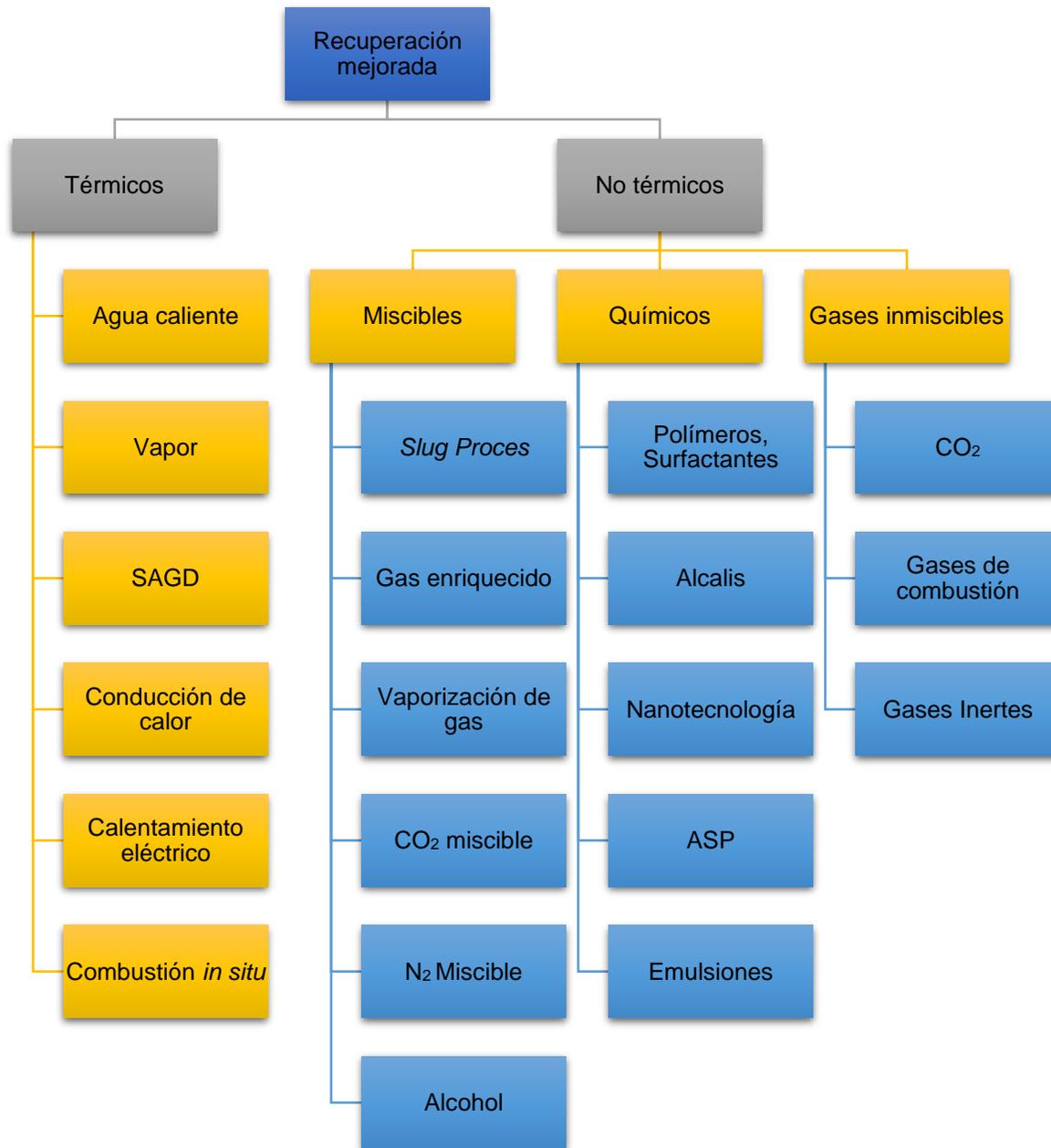


Figura 5: Esquemmatización de los métodos de recuperación mejorada, modificado de (Thomas, 2008)

4.2.1 Surfactantes

Los surfactantes son moléculas anfífilas que tienen la capacidad de interactuar con compuestos hidrofílicos e hidrofóbicos de forma simultánea. La palabra anfífilo proviene del griego “anfi” que significa doble y “filo” que denota afinidad, desde el punto de vista fisicoquímico un surfactante tiene dualidad polar-no polar. El grupo polar contiene átomos como O, S, P, o N en grupos orgánicos; alcohol, ácido, sulfato, amina, entre otros, y el grupo no polar es en general un grupo orgánico constituido por átomos de carbono e hidrógeno de tipo alquil- o aril- benceno y que puede contener átomos de halógeno u oxígeno.

Por su afinidad los surfactantes tienden a ubicarse en la interfase de los fluidos inmiscibles, aunque es necesario resaltar que no todos los anfífilos tienen la capacidad de interactuar de esta manera.

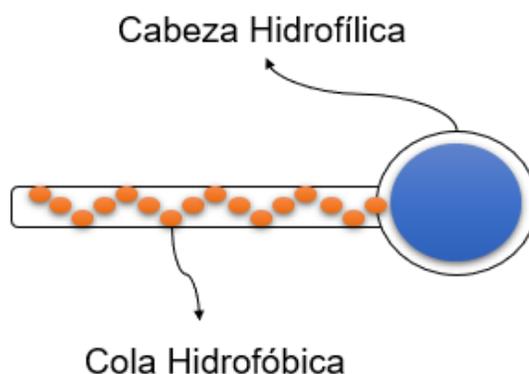


Figura 6: Molécula de Surfactante, elaboración propia

Un ejemplo de surfactante se muestra en la Figura 6 el grupo hidrofílico se conoce como cabeza, el cual puede estar cargado o neutro y el grupo hidrofóbico conocido como la cola, el cual generalmente es una cadena orgánica. La cabeza o grupo hidrofílico ejerce un efecto solubilizante en el medio acuoso, mientras que el grupo hidrofóbico contrarresta la tendencia del otro, si se logra el equilibrio entre los dos se ve que la sustancia no se disuelve por completo concentrándose en la interfase orientando sus partes hacia los fluidos correspondientes (Chowdhury et al., 2022) Los surfactantes estabilizan las mezclas de aceite y agua reduciendo la tensión superficial e interfacial, también tienen la capacidad de modificar la mojabilidad de la roca, además de su gran capacidad para generar espumas o emulsiones con las cuales es más fácil movilizar el aceite hacia superficie

Los surfactantes también pueden ser denominados tensoactivos porque interactúan con la tensión interfacial de los fluidos. Estos agentes pueden clasificarse de acuerdo con su aplicación ya que están presentes en distintas áreas de la vida cotidiana como en jabones, detergentes, dispersantes, mejoradores de flujo, inhibidores de corrosión, entre otros. (J.-

L. Salager, 2002) A continuación, se presenta una clasificación de surfactantes de acuerdo con su estructura y a su disociación en el agua de acuerdo con (SNF Floerger, 2016)

Tabla 2: Tipos de surfactantes (Montaño Salazar, 2021; J.-L. Salager, 2002; Universidad Blas Pascal, 2018)

Estructuras del Surfactante	Definición	Grupo hidrofílico
<p style="text-align: center;">Aniónico</p> 	<p>Estos se dividen en sulfatos y sulfonatos; fosfatos, fosfonatos y carboxilatos. Están constituidos por una cadena alquílica lineal o ramificada que va de 10 a 14 átomos de carbono y en su extremo polar de la molécula se encuentra un anión, los más habituales son los utilizados como detergentes y jabones en productos de limpieza.</p>	<p>Carboxilato: -COO⁻ Sulfonato: -SO₃⁻ Fosfato: PO₃²⁻</p>
<p style="text-align: center;">Catiónico</p> 	<p>En general son compuestos cuaternarios de amonio o una amina grasa en medio ácido, son agentes antiestáticos, inhibidores de corrosión y pueden ser usados en productos industriales o para uso doméstico.</p>	<p>Amina cuaternaria: NR₄⁺ Amina terciaria: NR₃H Amina secundaria: N⁺RH₂ Amina primaria: N⁺H₃</p>
<p style="text-align: center;">Anfotérico</p> 	<p>Estos actúan dependiendo el medio en el que se encuentren: en medios básicos son aniónicos y en medios ácidos son catiónicos. Son compatibles con otros surfactantes y se usan en farmacéutica, cosmética y como inhibidores de corrosión.</p>	<p>Alquil betaína: R-N⁺(CH₃)₂-CH-COO⁻ Alquil sulfobetaina: R-N⁺(CH₃)₂-CH-SO₃⁻</p>
<p style="text-align: center;">No iónicos</p> 	<p>Son aquellos que se solubilizan sin ionizarse mediante un efecto combinado de grupos solubilizantes débiles tales como enlace tipo éter o grupos hidroxilo, el responsable de la solubilización es el enlace de hidrógeno entre los extremos hidrofílicos, los más comunes son alcoholes o fenoles y algunos ejemplos son el nonilfenoletoxilado o el nonanoletoxilado.</p>	<p>Éter: R-O-R Hidroxilo: R-OH</p>

Aplicaciones de surfactantes en la industria petrolera

El uso de surfactantes en la industria petrolera lleva décadas desarrollándose, siendo usados en distintas áreas de ésta, en la Figura 7 y 8 se pueden observar algunas de sus aplicaciones en la industria petrolera por áreas y sus ventajas y desventajas. Como método de recuperación mejorada se ha utilizado para reducir la tensión interfacial, la viscosidad y el cambio de mojabilidad en yacimientos de carbonatos. (Manrique et al., 2010).

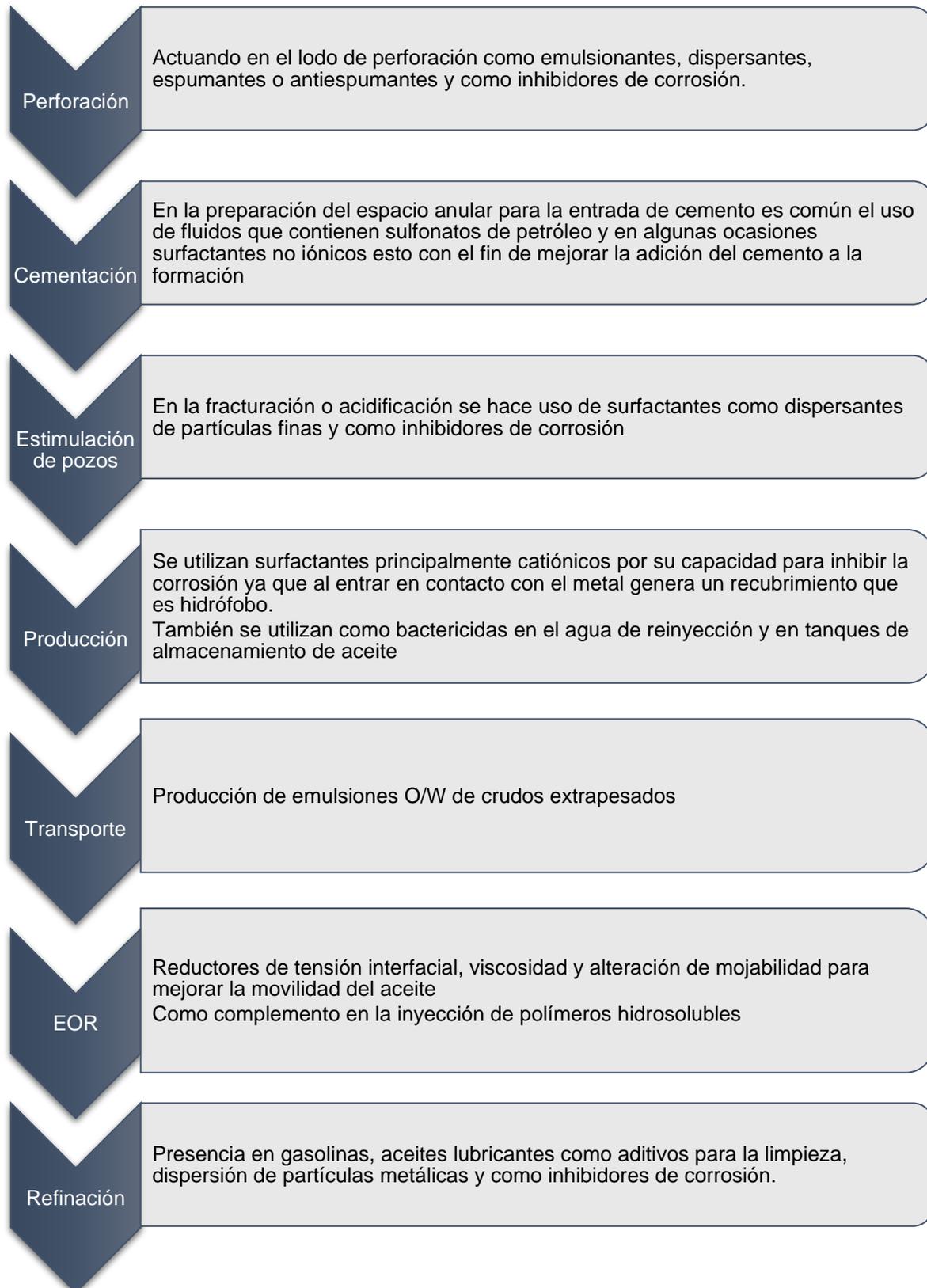


Figura 7: Aplicaciones de los surfactantes en la industria petrolera.(J. L. Salager, 1991)

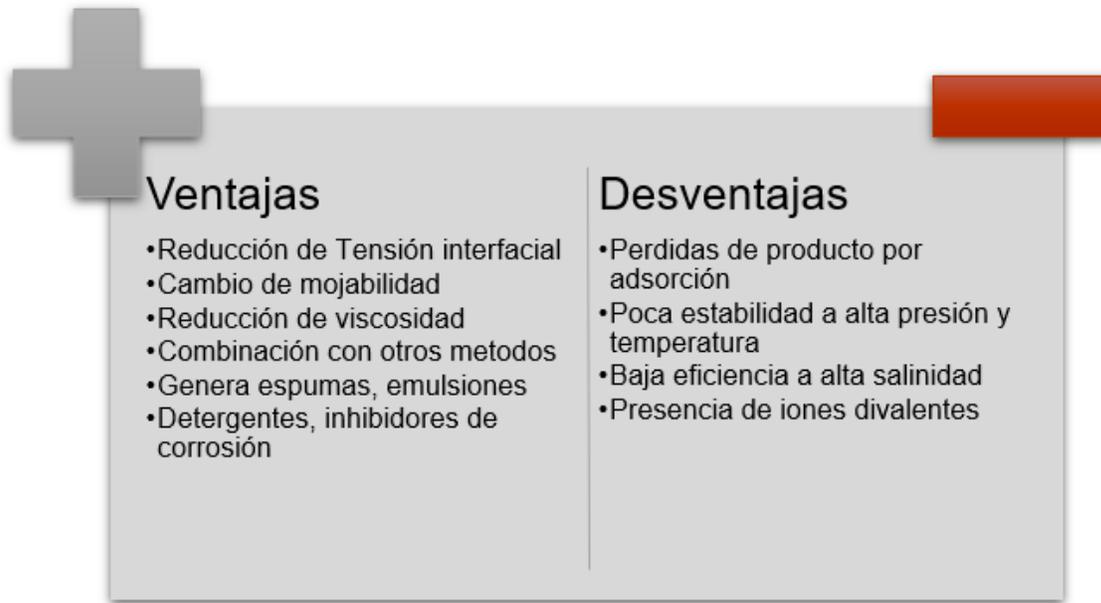
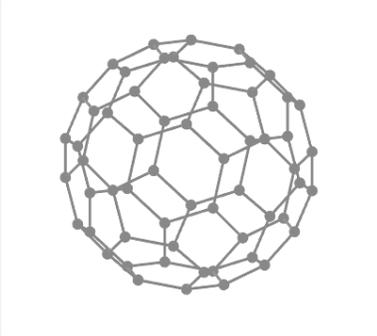
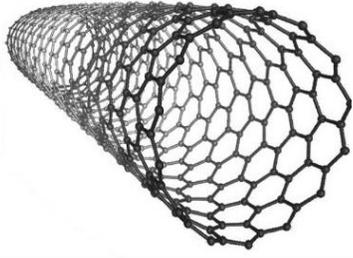
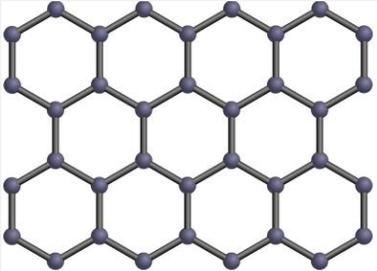
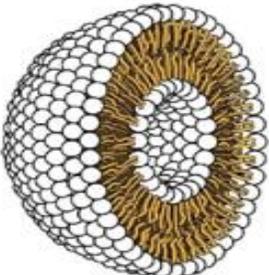


Figura 8: Ventajas y desventajas de surfactantes elaboración propia con información de (Montaño Salazar, 2021; SNF Floerger, 2016)

4.2.2 Nanopartículas

La nanotecnología es la manipulación de la materia en un tamaño de 1 a 100 nanómetros que engloba el diseño, producción y aplicación de estos materiales en diversas áreas de la ingeniería y tecnología, los elementos químicos en su forma nanométrica poseen características diferentes en comparación con partículas a escalas superiores, (García Contreras & Castañeda Facio, 2020) estas características están relacionadas con los parámetros de su síntesis. Los nanomateriales se clasifican de acuerdo con las dimensiones que presentan ,algunos ejemplos se muestran en la Tabla 3 y la Figura 9.

Tabla 3: Clasificación por dimensión de los nanomateriales elaboración propia con información de: (Ealias & Saravanakumar, 2017; Khan et al., 2019)

Ejemplos	Dimensión
<p data-bbox="456 275 578 338">Fullereno</p> 	<p data-bbox="824 401 1373 548">0D es para materiales que tienen la construcción más simple posible donde las dimensiones largo, ancho y alto se concentran en un solo punto como ejemplo están los fullerenos y las nanopartículas.</p>
<p data-bbox="380 674 656 705">Nanotubo de carbono</p> 	<p data-bbox="824 779 1373 842">1D tienen solo un parámetro como ejemplo los nanocables y nanotubos</p>
<p data-bbox="464 974 571 1005">Grafeno</p> 	<p data-bbox="824 1079 1373 1142">2D solo tienen longitud y ancho como ejemplo las monocapas, grafeno.</p>
<p data-bbox="453 1276 583 1308">Liposoma</p> 	<p data-bbox="824 1409 1354 1472">3D tiene todas las dimensiones y un ejemplo de ellos son los liposomas</p>

Existen nanopartículas tanto de origen natural (provenientes del incendio forestal, erupción volcánica, polvo mineral o erosión del suelo por el viento/agua) como hechas por el hombre. Debido a su tamaño y a su alta relación área/superficie suelen mostrar un potencial de reactividad elevado por lo que tienen la capacidad de transportar materiales tóxicos como contaminantes lipofílicos y metales pesados. La mayoría de las nanopartículas artificiales como las que se muestran en la Figura 9 están compuestas por carbono, silicio, metales u

óxidos metálicos y se cree que afectan negativamente el medio ambiente y la salud humana (Smita et al., 2010).

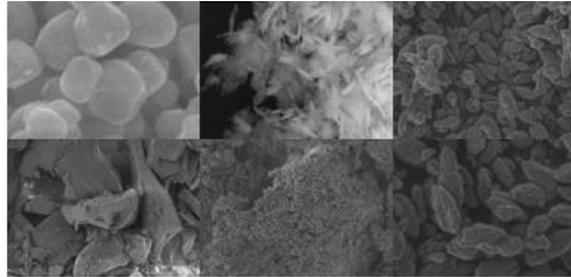


Figura 9: Micrografías de nanopartículas de Ti, Fe, Ni, Al y Zn preparadas en el LIRFFF de la FI, UNAM obtenidas por SEM en el IF, UNAM.

Clasificación de las nanopartículas

Orgánicas: Se encuentran dendrímeros (Figura 10), micelas, liposomas, ferritina, entre otros ejemplos de nanopartículas orgánicas que son frecuentemente utilizadas en la industria farmacéutica, en especial en la administración específica de medicamentos, debido a que son biodegradables, no tóxicas y en algunos casos forman estructuras huecas que permiten la generación de nanocápsulas, las cuales son sensibles a la radiación térmica y electromagnética (Ealias & Saravanakumar, 2017).

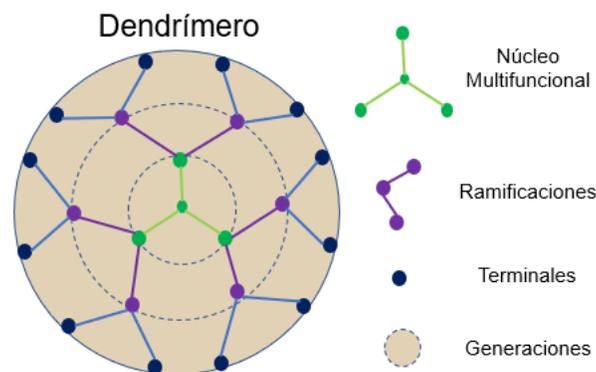


Figura 10: Representación de Dendrímero, modificado de (Igartúa, 2020).

Inorgánicas: Son nanopartículas que no están constituidas por átomos de carbono, se clasifican en metálicas y óxido metálicas

- Metálicas:
 - Como su nombre lo indica solo están constituidas por metales, poseen propiedades opto eléctricas únicas. Debido a sus propiedades ópticas avanzadas las nanopartículas metálicas encuentran aplicaciones en muchas áreas de investigación; algunas de las más comunes se ven en la Figura 9

que son las de Aluminio (Al), Cadmio (Ca), Cobalto (Co), Cobre (Cu), Hierro (Fe), Plata (Ag) y Zinc (Zn) (Ealias & Saravanakumar, 2017; Khan et al., 2019).

- Óxido metálicas
 - Estas nanopartículas son una mejora con respecto a las nanopartículas basadas en los mismos metales, estas tienen una mayor reactividad y eficiencia. Las más comunes son el óxido de aluminio (Al_2O_3), óxido de cerio (CeO_2), óxido de hierro (Fe_2O_3) y dióxido de silicio (SiO_2), entre otras. Estas últimas han llamado la atención debido a su buena estabilidad, baja toxicidad y capacidad para combinarse con una gran variedad de moléculas y polímeros. (Ali et al., 2016)

Basadas en carbono

- Las estructuras basadas en carbono se pueden clasificar en fullerenos, grafeno, nanotubos de carbono (CNT), nanofibras de carbono (CNF) que se ven en la Tabla 3, estos han creado un gran interés debido su conductividad eléctrica, resistencia, estructura, afinidad electrónica y versatilidad. (Khan et al., 2019)

Aplicaciones de las nanopartículas en la ingeniería petrolera

Debido a la demanda creciente de energía a nivel global, la ingeniería petrolera se ha recurrido a nuevas tecnologías, en este caso de las nanopartículas, como método de recuperación incremental o mejorada, que de acuerdo con (Agista et al., 2018) tienen ciertas ventajas:

- Buena estabilidad debido a que la fuerza superficial es más dominante que la gravedad
- El tamaño y la forma se pueden modificar fácilmente durante su proceso de fabricación
- Las propiedades físicas y químicas de éstas pueden adaptarse para que sean hidrofílicas o hidrofóbicas
- La nanopartícula generalmente utilizada es la hecha de óxido de sílice, la cual presenta una pureza de aproximadamente 98.99% y no es tóxico.

Hasta el momento existen tres formas comunes de usar las nanopartículas, las cuales son, los nanofluidos, nanoemulsiones y nanoespumas (Agista et al., 2018) Dentro de las diferentes ramas de la industria petrolera encontramos el uso de nanomateriales en:

Exploración de yacimientos

Para descubrir nuevos yacimientos es necesario mejorar los instrumentos y tecnologías de detección, ya que muchas de las técnicas carecen de la resolución necesaria de penetración además de no resistir condiciones de presión y temperatura elevadas, el uso

de nanosensores permite penetrar más fácilmente la formación y dar una descripción más precisa de la interacción roca-fluido. Los nanomateriales son excelentes herramientas para el desarrollo de estos sensores, así como de agentes de contraste en imágenes (Delgado Linares et al., 2015).

Perforación y terminación

Reducir el tiempo y mejorar el rendimiento en los procesos de perforación siempre han sido un tema relevante, ahora con la presencia de yacimientos no convencionales las exigencias operativas demandan materiales mecánicamente más resistentes. Los fluidos de perforación con nanopartículas, surfactantes y polímeros mejoran la velocidad de penetración, disminuyen significativamente el desgaste de los equipos, y mejoran la conductividad térmica, la cual se traduce en un mejor enfriamiento y con ello ciclos operativos más largos. (Bjornar Engeset, 2012)

El uso de nanopartículas en el cemento en especial de Fe_2O_3 y de Al_2O_3 han demostrado aumentar la resistencia a la compresión del cemento Portland, al igual que la adición de nanotubos en un 1% en peso (Nabhani et al., 2011).

Producción y estimulación

La incorporación de nanotecnología abre la posibilidad de mejorar los equipos utilizados en la producción de hidrocarburos ya que se generan instrumentos más resistentes, reducen su peso, incrementan su resistencia a la corrosión, al ataque químico y se disminuye su permeabilidad al gas natural e inflamabilidad. También se ha hecho uso de nanotubos de carbono para recubrimientos debido a su alta conductividad térmica ideales para el calentamiento de tuberías en la prevención de la formación de hidratos de metano (Delgado Linares et al., 2015; Nabhani et al., 2011)

Recuperación Mejorada

Nanocatálisis

Los nanocatalizadores son empleados principalmente como métodos de recuperación mejorada de tipo térmico cuyo propósito es reducir la viscosidad de crudos pesados. Esto se da mediante la ruptura de enlaces carbono-azufre presentes en los asfáltenos rompiendo así las cadenas largas formando compuestos más livianos más fáciles de movilizar.

También tienen presencia en la refinación de crudo en la parte de limpieza de azufre de los combustibles, actualmente se está trabajando en un proyecto por parte del grupo de investigación en HDS del CNyN-UNAM, Campus Ensenada financiado por la secretaría de Energía y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (SENER-CONACyT) que tiene como objetivo diseñar nuevos catalizadores para la HDS profunda con alta actividad catalítica. Para poder producir gasolinas y diésel de ultra bajo azufre que cumplan con los niveles permitidos por las normas ambientales (Zepeda et al., 2015).

Nanoemulsiones

Cuando se generan emulsiones usando nanopartículas estas se ubican en la interfase entre el agua y el aceite, éstas pueden soportar condiciones adversas como altas temperaturas, alta presión, cizallamiento y alta salinidad permaneciendo estables y teniendo un rango de aplicación mayor en comparación con las microemulsiones. (Binks, 2000). Además la alta viscosidad de la nanoemulsión puede controlar efectivamente la relación de movilidad durante el desplazamiento lo cual es muy importante en la recuperación de aceite pesado, por último, debido a su tamaño pequeño penetran fácilmente en los poros sin mucha retención. Las nanopartículas más utilizadas en las nanoemulsiones son las nanopartículas de óxido de silicio. (Nabhani et al., 2011)

Nanofluidos

Por definición un nanofluido es un fluido base agua que contiene nanopartículas (partículas de tamaño menor a 100 nm²) formando una suspensión coloidal.

Las partículas son tan ligeras y pequeñas que permanecen suspendidas independientemente de los efectos de la gravedad, estas siguen un camino aleatorio dictado por el movimiento browniano, se mueven libremente a través del fluido. Es un sistema bifásico con una fase sólida en una fase líquida y lo importante es la estabilidad de las nanopartículas en suspensión, la cual está determinada por la suma de fuerzas de van der Waals atractivas y repulsivas entre las partículas, si las fuerzas de repulsión exceden las de atracción la suspensión será estable.

Surgen de la necesidad de mejorar las propiedades de fluidos convencionales, gracias a los experimentos de Stephen Choi se reveló esta posibilidad mejorando la conductividad térmica, viscosidad y el coeficiente de transferencia de calor por convección. La cantidad de cambios que se producen en los fluidos con nanopartículas depende de la forma, el tamaño, la cantidad (volumen) de las nanopartículas (Amoo & Layi Fagbenle, 2020).

Se ha demostrado que los nanofluidos en comparación con los fluidos convencionales exhiben una mayor área de superficie específica, mayor estabilidad de suspensión coloidal, requieren una menor potencia de bombeo debido a la reducción de la obstrucción por el tamaño de las partículas, mejor estabilidad termodinámica y mejor transporte. Idealmente un nanofluido es incompresible, sin reacción química, viscosamente disipativo, con una transferencia de calor muy baja, buen equilibrio térmico entre las partículas sólidas y el líquido para que no exista deslizamiento entre ellos (Amoo & Layi Fagbenle, 2020).

Ventajas y desventajas de las nanopartículas

² La nanotecnología toma su nombre de la escala a la cual opera, el nanómetro, que se refiere a una mil millonésima parte de un metro (1 nm=1/10⁹[m]).

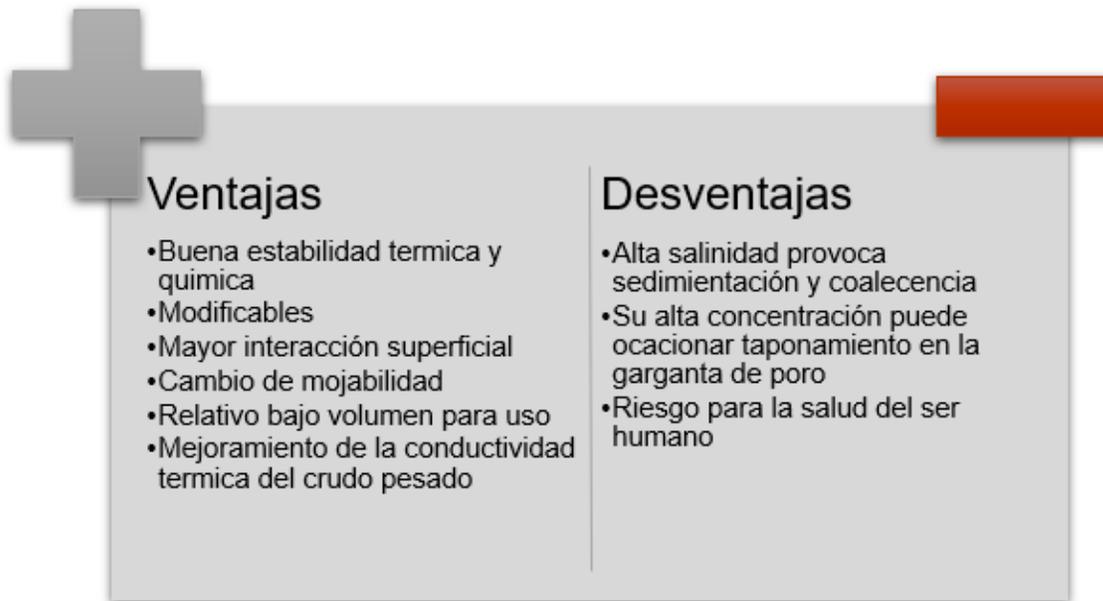


Figura 11: Ventajas y desventajas del uso de nanopartículas elaboración propia con información de: (Pinzón Galvis, 2022)

4.3 Nanopartículas más surfactantes

En los métodos químicos y concretamente el uso de surfactantes en combinación con la nanotecnología es una opción que recientemente ha tenido impacto en la industria petrolera ya que en general la nanotecnología ha comenzado a incursionar en distintas áreas tanto de ingeniería como de la ciencia en general.

En la última década se han llevado a cabo numerosos estudios experimentales y de simulación entorno al uso de nanopartículas por las ventajas que ofrecen al tener un tamaño nanométrico. Las nanopartículas actúan como buenos agentes de sacrificio para evitar la adsorción y pérdida de tensioactivos, también son importantes en el problema de la degradación térmica ya que mejoran la estabilidad térmica de los sistemas donde se encuentran.

Cuando se emplean en sinergia la inyección de salmueras de baja salinidad con surfactantes las nanopartículas reducen la adsorción del surfactante con la roca del yacimiento y cambian la mojabilidad de la superficie. (Kumar et al., 2022)

Aunque existen muchos beneficios en el uso de métodos químicos en la recuperación mejorada como los surfactantes y las nanopartículas en conjunto también es posible causar daños al medio poroso que nos impediría obtener la mayor cantidad de aceite posible.

Estos daños pueden ocurrir en diversas fases de la extracción de aceite de un yacimiento, ya sea por interacción química, física, biológica, térmica y los indicadores del daño a la formación incluyen el deterioro de la permeabilidad, daño superficial a la formación y en el

caso del uso de nanopartículas y surfactantes puede existir la retención de estos en el medio, dañando las propiedades de la formación siendo uno de los principales problemas del transporte de nanopartículas

El movimiento de partículas a través de un medio poroso es un proceso difícil de explicar debido a su complejidad y a las fuerzas que controlan el movimiento de sólidos dentro del medio, muchos autores han abordado estos temas mencionando algunos mecanismos principales (Gao, 2007) ilustrados en la Figura 12.

- La adsorción de partículas sobre la superficie de la roca debido al movimiento browniano y a la interacción electrostática entre las partículas de migración y la superficie sólida de los poros.
- El atrapamiento mecánico o exclusión por tamaño debido a que los poros son más pequeños que las partículas.
- Sedimentación o asentamiento de partículas debido a su densidad.

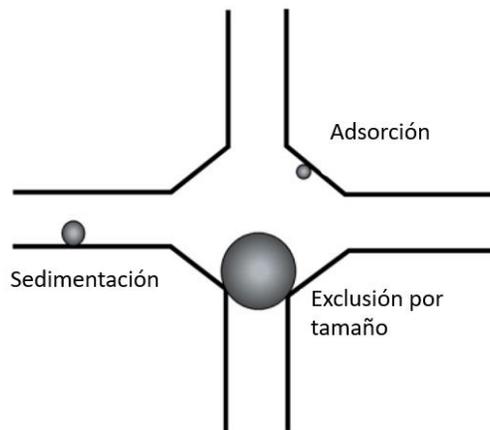


Figura 12: Mecanismos de captura de partículas, modificado de (Gao, 2007)

Además de problema de adsorción de los agentes a lo roca tenemos que tener en cuenta que existen cargas positivas, negativas, neutras o ambivalentes en cada uno de los elementos por lo que es importante la selección de cada uno de ellos donde ninguno interfiera con el trabajo de otro ya que por ejemplo el tener un roca cargada negativamente como son las areniscas en presencia de un surfactante catiónico este se adsorberá más en las sus paredes ocasionando obstrucción y pérdida de material lo cual es perjudicial, en cambio cuando se usa a las nanopartículas como un “agente de sacrificio” (Kumar et al., 2022). Además, el surfactante se degrada en condiciones de yacimiento por lo que el uso de nanopartículas es crucial, debido a su capacidad para aguantar las altas temperaturas de trabajo.

4.4 Restauración y añejamiento de muestras

La mojabilidad juega un papel importante en la recuperación de hidrocarburos y es necesario realizar pruebas en laboratorio, por lo que se requiere de muestras representativas. Existen dos opciones para la preservación de muestras, en estado original o nativo y restauradas. Para el primero es necesario proteger la muestra de cualquier contaminación, oxidación o pérdida de fluido; sin embargo, no es posible evitar los cambios de presión y temperatura lo cual puede cambiar la distribución de los fluidos en la superficie de los poros de la muestra y además se puede presentar la precipitación de asfaltenos u otras fracciones pesadas. (L. E. Cuiec, 1975) La restauración y el añejamiento de muestras consiste en llevar la roca a un estado de mojabilidad parecido al que tenía en el yacimiento mediante técnicas de limpieza y saturación de fluidos para pruebas de laboratorio.

Núcleo en estado nativo: hace referencia a todas aquellas muestras que se obtienen y almacenan mediante métodos que preservan la mojabilidad del yacimiento independientemente si se trata de uno mojado por aceite o por agua. En algunos documentos el estado nativo se refiere solo a una muestra obtenida con lodo de perforación base aceite adecuado para la formación y existe el “estado fresco” el cual es una muestra con una mojabilidad inalterada y tomada con un fluido de perforación base agua adecuado para la formación.

Estos núcleos no contienen tensoactivos u otros productos que puedan alterar la mojabilidad y se empaqueta la muestra para evitar que sufra alteraciones. Es común el uso de lodos de agua dulce o salmuera de formación. Cuando la muestra se expone al aire pueden oxidarse algunas fracciones de crudo que alteran su mojabilidad, para evitar estos problemas existen algunos procedimientos de empaquetado como fundas de goma, fibra de vidrio o revestimiento de cloruro de polivinilo (PVC) esto se puede lograr cortando el núcleo en secciones, sellando y tapando los extremos. Otra opción es sumergir el núcleo en salmuera sintética en un tubo de PVC para sellar, evitar fugas y entrada de oxígeno, si esto no es posible se envuelve la muestra in situ con una película de polietileno o polivinilideno (pvdc) y papel aluminio, se sella con parafina o sellador de plástico. Este procedimiento se puede realizar también, para evitar más alteración (Wendel et al., 1987).

Cuando no es posible obtener una muestra representativa o preservada se tiene que llevar a cabo un proceso de restauración o añejamiento de las muestras. Por ejemplo, si se usa un lodo que si contiene tensoactivos o por tema de costo se utilizó un lodo de emulsión inversa la mojabilidad de la muestra estará alterada y para regresar a su estado nativo o lo más representativo posible se hace lo siguiente:

- Limpiar la muestra para eliminar todos los compuestos de la superficie de la roca
- Hacer fluir los fluidos del yacimiento hacia el núcleo de manera secuencial. El núcleo se satura con la salmuera de formación o salmuera sintética, seguido de una inundación con petróleo crudo similar o proveniente de formación y finalmente el núcleo se envejece a la temperatura del yacimiento durante un tiempo suficiente para establecer un equilibrio de absorción.

Esta manera de restauración funciona cuando el núcleo no se preservó adecuadamente, está contaminado con fluidos de perforación, o cuando el núcleo no proviene de la formación de estudio, pero sí comparte similitudes con las presentadas en el yacimiento (L. E. Cuiec, 1975; Wendel et al., 1987).

4.4.1 Limpieza del núcleo

Es el primer paso y el más complicado si el núcleo a trabajar está contaminado con lodos u otros fluidos porque se desconoce si los contaminantes se quedaron en la superficie o fueron absorbidos por la muestra de roca. Una limpieza exitosa resulta en una muestra fuertemente mojada por agua, porque casi todos los minerales limpios por naturaleza son mojados por agua como el caso de las arcillas.

Existen distintos métodos de limpieza por destilación-extracción como el Dean-Stark y Soxhlet o de flujo continuo que se muestran en la Figura 13, los cuales se basan en el principio de extracción/destilación y requieren de disolvente; determinar qué disolventes funcionan mejor para cada muestra es un proceso de prueba y error lo que aumenta el costo y el tiempo de la restauración, la mejor selección de disolventes depende del petróleo crudo, los contaminantes del lodo de perforación y las superficies minerales (Wendel et al., 1987), en la Tabla 6 se muestran los disolventes más comunes utilizados.

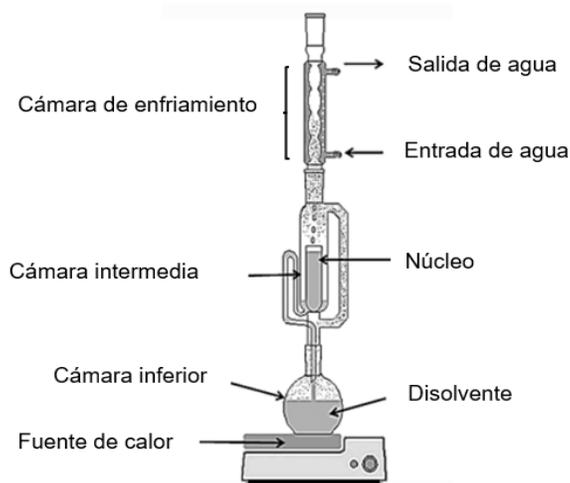
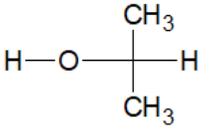
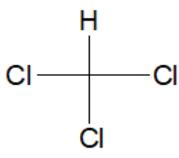
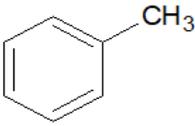
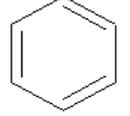
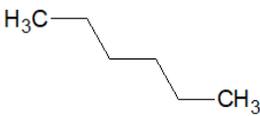


Figura 13: Representación del equipo Dean-Stark modificado de (Ávila Luna, 2012)

El tolueno y benceno son disolventes de uso común, no polares, pero con la presencia de un núcleo aromático son altamente polarizables si hay moléculas polares a sus alrededores, son bastante buenos para los compuestos aromáticos y debido al número de átomos de carbono que contienen son buenos para solubilizar compuestos o cadenas largas (L. E. Cuiec, 1975). Una vez que la muestra se limpia con los disolventes, el siguiente paso es el secado de muestras, esto se realiza con un horno para remover remanentes de disolventes

dentro de la muestra y por lo general el proceso dura aproximadamente 48 horas. En la siguiente tabla se presentan los disolventes comúnmente utilizados

Tabla 4: Disolventes más comunes. Estructuras hechas en ChemSketch

Disolvente	Estructura	Tipo
Agua	$\text{H}-\text{O}-\text{H}$	Polar
Metanol	$\text{H}-\text{O}-\text{CH}_3$	Polar
n-Propanol		Polar
i-Propanol		Polar
Acetona	$\text{H}_3\text{C}-\overset{\text{O}}{\parallel}-\text{CH}_3$	Aromático
Cloroformo		No polar
Tolueno		No polar
Benceno		No polar
Hexano		No polar

4.4.2 Saturación de la muestra

La saturación de la muestra con los fluidos de yacimiento se lleva a cabo en el orden siguiente; primero se satura con una salmuera de formación o sintética, por 1000 horas, después la muestra se satura con aceite por 1000 horas aproximadamente. El tiempo de

saturación se establece para que la roca alcance el equilibrio por adherencia y depende de las condiciones que se requieran recrear, por lo general la salmuera retrasa la adsorción del hidrocarburo por lo que es importante dejar más tiempo la muestra en aceite. (Ávila Luna, 2012)

Después de la saturación la muestra se lleva a confinamiento bajo temperatura y presión durante un tiempo determinado antes de realizar las pruebas experimentales. Se han hecho diversas pruebas (Torrijos et al., 2022) para estudiar los efectos de distintos disolventes sobre la mojabilidad y la limpieza de muestras de carbonato, probando un protocolo de limpieza y restauración que consiste en tres pasos principales:

- Prelimpiar las muestras de roca con agua desionizada
- Inyectar volúmenes porosos de solventes en ciclo de limpieza suave y ciclo fuerte
 - Suave: utilizar queroseno y heptano, disolución de moléculas grandes no polares
 - Fuerte: tolueno y metanol (disolventes fuertes eliminan componentes livianos y pesados de crudo y agua de la roca)
- Restaurar la muestra estableciendo la saturación inicial de agua.
 - Saturar la muestra con crudo
 - Madurar la muestra

Dependiendo del tipo de disolvente pueden eliminar los compuestos polares inicialmente absorbidos por la roca. Esta información es importante ya que da la pauta para elegir qué tipo de disolvente utilizar de acuerdo con las condiciones y tipo de muestras con las que trabajamos, es decir, si tenemos una muestra que proviene de campo es necesario usar una limpieza de tipo suave ya que es capaz de preservar la mojabilidad inicial del núcleo, mientras que cuando se trata de una muestra que proviene de un afloramiento que no tiene que ver con un yacimiento se deben usar disolventes fuertes para eliminar el rastro de cualquier líquido que haya estado presente en la roca para que éste no altere en la restauración de la mojabilidad de la muestra.

4.5 Pruebas experimentales de alteración de ángulo de contacto e imbibición espontánea

La mojabilidad es una propiedad fundamental de las interacciones de los fluidos y la roca del yacimiento, es también un factor para determinar la ubicación, flujo y distribución de los fluidos en el medio poroso, por lo tanto, es importante realizar pruebas de laboratorio sin olvidar acondicionar las muestras de roca, lo que involucra el añejamiento y restauración de muestras. A continuación, se mencionan algunos métodos para determinar la mojabilidad en el laboratorio de forma cuantitativa para un sistema roca-fluido según (McPhee et al., 2015)

- Ángulo de contacto
- Método Amott
- Método USBM
- Método combinado USBM-Amott

Ángulo de Contacto

Se refiere a la interacción entre una superficie sólida y un líquido, dependiendo del valor del ángulo se puede determinar la mojabilidad/afinidad de la superficie por un fluido u otro. Existen distintos métodos para cuantificar el ángulo de contacto tales como, la placa inclinada, la gota sésil, el método de la varilla vertical, medición de la tensión, el cilindro y ascenso capilar. Generalmente en la industria petrolera se utiliza el método de la gota sésil y una forma modificada de este mismo descrito por (R. O. Leach et al., 1962).

El método de la gota sésil utiliza un goniómetro con un subsistema óptico para capturar el perfil de líquidos puros sobre sustratos sólidos. Los más antiguos usaban un sistema microscópico con luz de fondo; en la actualidad utilizan cámaras y software de alta resolución para capturar y analizar el ángulo de contacto donde la muestra debe tener una cara plana, la cual se coloca sobre un soporte, el fluido a evaluar se deja caer verticalmente por medio de una jeringa como se muestra en la Figura 15 y se captura el momento en que la gota hace contacto con la superficie, se hace el análisis y la medición del ángulo de contacto.

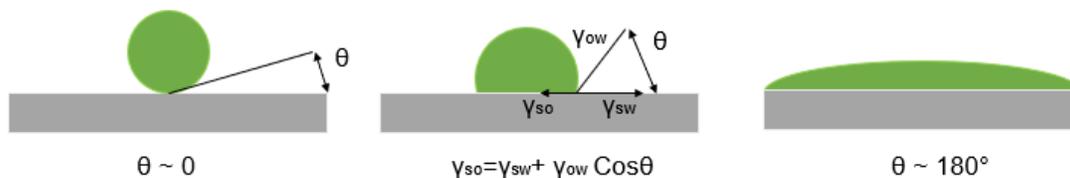


Figura 15: Representación del ángulo de contacto, modificado de (Abdallah Edmonton et al., 2007)

El método modificado por Leach consta de un aparato conformado por una celda de ángulo de contacto una bomba de circulación, líneas y otros equipos para equilibrar las fases y controlar el movimiento del agua y aceite; la celda contiene dos superficies de cristal de cuarzo montadas en paralelo en soportes ajustables y está llena de agua, luego con la punta de un gotero se coloca una gota de aceite entre los dos cristales para que entre en contacto con una gran área de cada cristal, posterior a la adición de aceite se deja envejecer y al agua avanza sobre la superficie que había estado en contacto con el aceite, este avance se produce de dos maneras, tirando de la gota de aceite con la punta del gotero o deslizando uno de los cristales lateralmente con respecto al otro y el ángulo de contacto se registra cuando la interfase deja de moverse.

Método Amott

Este método combina imbibición espontánea en una celda Amott y desplazamiento forzado para medir la mojabilidad promedio de una muestra de roca, en lo que se basa es en el hecho de que el fluido mojante empapará espontáneamente a la muestra desplazando al fluido no humectante. Recordando que el drenaje consiste en una disminución de la saturación de la fase mojante mientras que la imbibición es el aumento de la saturación de la fase mojante, entonces para una roca mojada por agua el drene es la disminución de la saturación de agua presente en la roca y su imbibición es un aumento en la saturación de agua en la roca, para el caso de una roca mojada por aceite el drene e imbibición funcionan de la misma manera, pero reemplazando el agua por el aceite. En este método se usa un tapón o sección de núcleo y consta de 4 pasos:

- Imbibición espontánea de salmuera: se permite que la salmuera se impregne espontáneamente en el núcleo que inicialmente está en la Swri en un periodo de hasta 480 horas
- Imbibición forzada de salmuera: mediante desplazamiento forzado por centrífuga o un soporte de núcleo se embebe salmuera hasta la Sro
- Imbibición espontánea de aceite: al igual que con la salmuera se deja la muestra en aceite, si la muestra es mojable por agua la imbibición será casi nula, si es mojable por aceite si será significativa.
- Imbibición forzada de aceite: mediante desplazamiento forzado por una centrífuga o por inundación en un portanúcleos

Existe un método modificado llamado Amott-Harvey el cual consiste en una modificación en la preparación de la muestra para la prueba, ésta consiste en centrifugar el núcleo en salmuera y posteriormente en aceite para llegar a la saturación residual de agua (McPhee et al., 2015). Para el desarrollo de este método es indispensable contar con una muestra previamente añejada ya que es parte del método.

Estudios realizados con este método han demostrado que la presión tiene poca o nula interacción con la mojabilidad; mientras que la temperatura sí puede tener un efecto en la mojabilidad, ya que al aumentar la temperatura incrementa la mojabilidad para el caso de muestras de roca de tipo arenisca. Para carbonatos las condiciones termodinámicas no tienen una influencia significativa en la mojabilidad, es por esto que la mayoría de los laboratorios convencionales ofrecen la prueba de imbibición espontánea en condiciones ambientales normales o a una temperatura nominal elevada y desplazamientos forzados en “condiciones de yacimiento” limitados (L. Cuiec, 1995).

Método USBM (United States Bureau of Mines)

Este método también mide la mojabilidad promedio de una muestra de roca y se basa en una correlación sugerida por Gatenby y Marsen en la que relacionan el grado de mojabilidad y el área bajo la curva de la presión capilar. El método emplea dos áreas bajo la curva de

la presión capilar las cuales se obtienen por el método descrito por Slood y extendido para determinar las curvas de presión capilar para aceite y agua. (Donaldson et al., 1969)

Por este método se compara el desplazamiento de un fluido por medio de otro fluido en un medio poroso, debido a que el cambio de energía libre para que el fluido mojante desplace al no mojante es menor.

El trabajo o energía necesaria para que un fluido desplace a otro es proporcional al área bajo la curva de presión capilar de drene e imbibición. En las pruebas USBM la imbibición espontánea no se mide específicamente (McPhee et al., 2015), sino que esta ocurre durante la centrifugación inicial a bajas presiones, esto debido a que el método solo consiste en dos etapas en muestras en estado limpio, natural o restaurado en la Swri:

- Imbibición espontánea forzada primaria: la muestra en saturación inicial de agua se coloca en salmuera y se centrifuga a velocidades crecientes.
- Drene forzado secundario: la muestra se coloca en aceite y se centrifuga a velocidades crecientes

Método combinado USBM y Amott

Una modificación en las pruebas anteriores permite calcular los índices de mojabilidad de Amott y USBM en una sola prueba en la cual la imbibición espontánea se lleva a cabo en una celda Amott y la imbibición forzada en una centrífuga utilizando el método de velocidad múltiple del USBM.

Idealmente se utiliza una muestra limpia, restaurada o preservada y al igual que la metodología Amott consta de cuatro etapas

- Imbibición espontánea de salmuera (Amott)
- Imbibición forzada de salmuera (Amott +USBM)
- Imbibición espontánea de aceite (Amott)
- Imbibición forzada de aceite (Amott +USBM)

4.6 Pruebas experimentales

Se han realizado diversos estudios utilizando surfactantes y nanopartículas para mejorar la recuperación de hidrocarburos, a continuación se presenta en las Tablas 7,8 y 9 una serie de trabajos que incluyen a los agentes antes mencionados, divididos en aquellos que usan solo surfactantes donde se evalúa su adsorción hacia el medio poroso; nanopartículas y su capacidad para mejorar la recuperación de hidrocarburos, alterar la mojabilidad y reducir la tensión interfacial de un sistema como el yacimiento; finalmente la combinación de ambos agentes actuando en sinergia.

Tabla 5: Trabajos realizados usando surfactantes

Surfactantes					
Autor	Agente	Roca	Salmuera	Mecanismo	Observaciones
Gutiérrez Rengifo & Gaona Osorio, 2018	Surfactante aniónico Stepan® (Bio-Terge AS-40)	Roca caliza dolomítica	2000 ppm, NaCl	Adsorción	Los surfactantes no iónicos se adsorben sobre las superficies el silicio debido a la ausencia de repulsión estática.
Shunhua, 2007	Surfactante aniónico Stepan® C15-18 Surfactante no iónico Nonilfenol-12EO-3PO	Arenisca Calcita y Dolomita	Sulfato, Neodol 67 4:1 p/p	Adsorción	Surfactante no iónico candidato para EOR en carbonatos por menor adsorción

Tabla 6: Trabajos realizados usando nanopartículas

Nanopartículas						
Autor	Agente	Roca	Aceite	Salmuera	Mecanismo	Observaciones
Ogolo et al., 2012	Al ₂ O ₃ Ni ₂ O ₃ MgO Fe ₂ O ₃ ZnO ZrO ₂ SnO SiO ₂ (S) SiO ₂	Arena empacada en 80 cm ³	0.914g/mL 53.27cP@27 °C 22.44° API	Agua destilada Etanol Diesel	Reducción de tensión interfacial Cambio de mojabilidad Recuperación de hidrocarburos	Las nanopartículas de óxido de aluminio junto con las de óxido de silicio tienen los mejores resultados
Li et al., 2013	SiO ₂ Al ₂ O ₃ TiO ₂	Micromodelo de vidrio, núcleos de Berea (23.2%, 300 mD)	0.826 g/mL 5.10 cP	3% de NaCl	Cambio de mojabilidad Reducción de tensión interfacial	Incremento en la concentración de nanopartículas aumenta recuperación de aceite, hasta 0.05%
Rezvani et al., 2018	Fe ₃ O ₄	Carbonato	0.94 g/mL 21.5° API	Agua de mar del golfo Pérsico	Reducción de la tensión interfacial	La reducción de la tensión interfacial entre el agua de mar y el crudo pasa de 22.49 a 14.47 mN/m con la adición de nanocumpuestos de hierro

Tabla 7: Trabajos realizados usando combinación de surfactantes y nanopartículas

Nanopartículas y surfactantes						
Autor	Agente	Roca	Aceite	Salmuera	Mecanismo	Observaciones
Bagrezaie & Pourafshary, 2015	Surfactante aniónico Dodecil Sulfato de Sodio (SDS) Nanopartículas de SiO ₂ (AEROSIL200)	Triturada	-	Agua destilada	Adsorción	Disminución de la adsorción del surfactante en el medio poroso en un 13.26%, se incrementó su desempeño y hubo mayor desplazamiento de hidrocarburos.
Zhou et al., 2019	Surfactante aniónico (Soloterra 964)	Berea	Crudo de Bakken 0.82g/mL 41.1 °API 2.28 cP	15% p/p de NaCl	Recuperación mejorada	La adición de surfactantes era una buena opción para generar un nanofluido estabilizado y además era un actuador en sinergia con las nanopartículas que propicia una mayor recuperación de aceite
Zhao et al., 2018	Nanopartículas de silicio hidrofóbica SiO ₂ Surfactante no iónico TX-100	Carbonato	0.8232g/mL Viscosidad @ 25°;5 cP	3% p/p de NaCl	Recuperación mejorada	Nanofluido de óxido de silicio con surfactante permite la recuperación del 16%

5 Materiales

Para este trabajo se utilizaron fluidos provenientes de campo; un aceite negro pesado de un campo del norte del país; tres tipos de agua; una salmuera proveniente del mismo campo que el aceite (salinidad = 44,251.81 ppm) que de acuerdo con su análisis Stiff-Davis se acondiciono al momento de su llegada al laboratorio con extracciones líquido-líquido de tolueno (5 ciclos), presentando un índice de estabilidad positivo se determinó que esta salmuera puede presentar incrustaciones de CaCO_3 , una segunda muestra que provenía de agua residual (salinidad = 1,411.47 ppm) y por último una mezcla de ambas denominada M3 (50% M1 + 50% M2) con una salinidad de 22,831.64 ppm. Se trabajó con una roca carbonatada de proveedor comercial (Kocurek) al igual que los agentes químicos usados, un surfactante no iónico, Nonilfenol Etoxilado (NFE) y dos tipos de nanopartículas de óxido de sílice las propiedades de cada uno de los materiales se encuentran en las tablas 8, 9, 10, 11 y 12.

Tabla 8: Características del aceite

Material	Densidad g/mL	Densidad °API	Agua %v/v	pH	Viscosidad cP @ 70°C
Aceite	0.98	10.1	48	3.65	973 cP

Tabla 9: Características de las salmueras M1, M2 y M3

Iones	M1	M2	M3
Ca^{2+}	104.64	2197.45	1151.05
Mg^{2+}	73.04	571.67	322.66
Na^+	349	10046.67	5197.84
K^+	13.96	462.43	238.18
Ba^{2+}	1	17	9
Sr^{2+}	11.28	41.62	26.45
Cl^-	542.68	23388.52	11965.60
HCO_3^-	95	387.92	241.46
$(\text{SO}_4)^{2-}$	548.04	4.06	276.05

Tabla 10: Características del surfactante

Material	Surfactante	Densidad g/mL	Masa molecular g/mol	Viscosidad cP @ 20°C	Conc. %v/v
Nonilfenoletoxilado	No iónico	1.05-1.07	640-660	240-260	1

Tabla 11: Características de las nanopartículas

Material	Tipo	Tamaño nm	Conc. % p/p
$\text{SiO}_2\text{-I}$	No porosas	10-30 nm	0.07-0.1
$\text{SiO}_2\text{-II}$	Modificadas con aminas		

Tabla 12: Características de la roca

Material	Porosidad	Permeabilidad
Roca (Silurian Dolomite)	16-17%	35mD

Para este trabajo se realizaron dos experimentos, medición de ángulo de contacto que tiene como objetivo evaluar el cambio que tiene la mojabilidad cuando se alteran las concentraciones de salinidad en los nanofluidos, en muestras de carbonatos añejados con fluidos de yacimiento, así como el efecto de la combinación de las nanopartículas de silicio que son fáciles de obtener, no tóxicas, abundantes y por lo mismo económicas junto con un surfactante no iónico los cuales se caracterizan por una buena capacidad emulsionante, solubilizante y humectante que al no tener carga en su grupo polar no genera iones cuando se encuentra en solución acuosa, reduciendo la precipitación de producto en la roca evitando así su pérdida. Y una prueba de imbibición espontánea que tiene como objetivo evaluar la recuperación de hidrocarburos en una prueba de imbibición espontánea en una celda Amott con una muestra añejada gracias a una celda de desplazamiento y simulando un proceso de recuperación mejorada con la combinación de nanopartículas de silicio y un surfactante no iónico usando salmuera M1 como vehículo.

Equipos utilizados

Goniómetro

En la medición del ángulo de contacto se usó un goniómetro de la marca OSSILA que funciona bajo el método de la gota sésil que consiste en dejar caer una gota de fluido a través de una jeringa sobre una superficie y analizándola bajo un software que mide sus ángulos izquierdo y derecho así como su RMSE (error cuadrático medio) para al final dar un ángulo de contacto promedio, como se puede observar en la Figura 16 el equipo consta de un portamuestras ajustable, una cámara de alta resolución, una fuente de luz monocromática y un software especializado para el análisis de las mediciones que incluso puede medir la tensión superficial de los fluidos. Para obtener el valor del ángulo de contacto en este trabajo se realizó un promedio con los valores obtenidos por el software para 5 gotas que se dejaban caer sobre la muestra, cuidando el RMSE que debe encontrarse entre 0 y 1 para que la medición sea confiable. Finalmente, con el ángulo de contacto izquierdo y derecho se obtiene un promedio el cual es el valor final para los resultados.

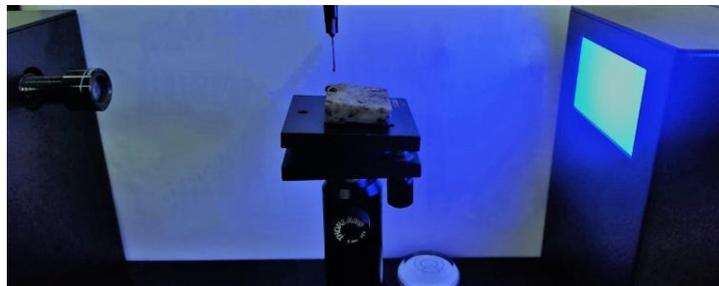


Figura 16: Goniómetro marca Ossila

Celda de desplazamiento

Utilizada en la preparación de la muestra de roca para la prueba de imbibición espontánea, en esta se llevó a cabo el desplazamiento inmiscible de salmuera y aceite. La celda de desplazamiento mostrada en la Figura 17 que consiste en una bomba de doble pistón, una bomba de confinamiento y dos acumuladores. A partir de estos elementos principales es posible obtener información valiosa acerca de la dinámica y la eficiencia de la recuperación de fluidos. La caracterización de transmisión de fluidos a través de materiales porosos se realiza por desplazamiento transitorio. Durante una prueba de desplazamiento, la saturación o la composición se propagan a través del medio en la dirección del flujo, resultando en la variación de las propiedades de flujo del sistema roca-fluido.



Figura 17. Componentes de la celda de desplazamiento. Parte delantera, arriba: (1) bomba de doble pistón (HPLC P40 Knauer), (2) manómetro conectado a la línea de flujo del fluido de trabajo, (3) línea de flujo del fluido de trabajo, (4) línea de flujo de un segundo fluido de trabajo³, (5) celda donde se ingresa la muestra, (6) (7) manómetros⁴, (8) línea de salida del fluido de trabajo, (9) cabezal ranurado, (10) manga de hule, (11) bomba de confinamiento (bomba manual). Parte trasera, debajo: (12) cilindros de almacenamiento de fluido de trabajo de capacidad de 1000 [mL], (13) filtros que impiden el paso de sólidos, (14) línea de flujo de aceite hidráulico, (15) línea de flujo del fluido de trabajo, (16) válvulas que permiten cerrar/abrir las líneas.

³ No se emplea en este experimento ya que solo se hace el desplazamiento de un fluido a la vez.

⁴ El manómetro número 6 no está en operación. El manómetro 7 muestra la presión a la cual la muestra está confinada.

Celda Amott

Esta celda es utilizada para cuantificar la recuperación de una muestra de roca previamente preparada frente algún fluido con características específicas. La celda consta de dos partes inferior (contenedor) y superior (o tapa) ambas partes cuentan con una salida para fluidos y la parte superior se encuentra graduada para cuantificar los fluidos producidos, cuando se conectan las dos partes se forma un sello. En la Figura 18 se puede observar la celda utilizada en este trabajo.



Figura 18. Celda Amott

Preparación de muestras y fluidos

Para este trabajo se realizaron dos metodologías distintas, una para la medición del ángulo de contacto y otra para la prueba de imbibición espontánea, para ambas metodologías se realizó una preparación y limpieza de fluidos y de roca debido a su procedencia. Para las muestras de roca previamente cortadas con las dimensiones mostradas en la Tabla 15 y se realizó su limpieza con un cepillo de cerdas gruesas para quitar el excedente del proceso de corte, después fueron sumergidas en tolueno durante 48 h y posteriormente en isopropanol por 72 h. Finalmente, se secaron a 60 °C por 48 h, y después de este proceso se tomó su peso en seco.

Tabla 13: Características de las muestras de roca

Muestra	Masa (g)	Dimensiones (cm)	Área (cm ²)
Placa	11.24	2.5x2.5x1	6.25
Núcleo	167.419	6.28(L)x3.81(D)	11.40

En el caso de las placas el dato es el promedio de las 35 placas utilizadas, ya que debido al proceso de corte la exactitud de sus medidas varia y por ende su peso, además de que debido a que se trata de una muestra heterogénea algunas placas presentan cavidades o poros más grandes.

La muestra de agua M2 se trató con extracciones de tolueno y hexano para remover la mayor cantidad de hidrocarburos disueltos, este proceso se realizó en un embudo de separación y se repitió tres veces por cada disolvente. Después de las extracciones el agua se filtró para remover partículas sólidas mayores a 6 micrómetros. El aceite crudo contenía agua. Se estimó un volumen de 48% v/v. Las muestras de crudo se dejaron separar del agua lentamente por el método de las botellas y se retiró la mayor cantidad de agua posible.

Se prepararon 12 disoluciones base salmuera M1 (verde) y M2 (amarillo) las cuales se presentan en Tabla 14, se realizaron varias combinaciones de surfactante con o sin nanopartículas. La concentración del surfactante usados siempre fue 1% v/v y la concentración de nanopartículas de 0.1% peso.

Tabla 14: Combinación de fluidos para las pruebas de ángulo de contacto

Fluido	Salmuera	NFE 1% (v/v)	Nanopartículas 0.1% (p/p)
1	M1		
2			SiO ₂ -I
3			SiO ₂ -II
4		✓	
5		✓	SiO ₂ -I
6		✓	SiO ₂ -II
7	M2		
8			SiO ₂ -I
9			SiO ₂ -II
10		✓	
11		✓	SiO ₂ -I
12		✓	SiO ₂ -II

6 Metodología experimental

A continuación, en la Figura 19, se presenta el diagrama de flujo general que se siguió para realizar este trabajo, el cual se dividió en dos; metodología A, correspondiente a la medición de ángulo de contacto y metodología B, correspondiente a la prueba de imbibición espontánea.

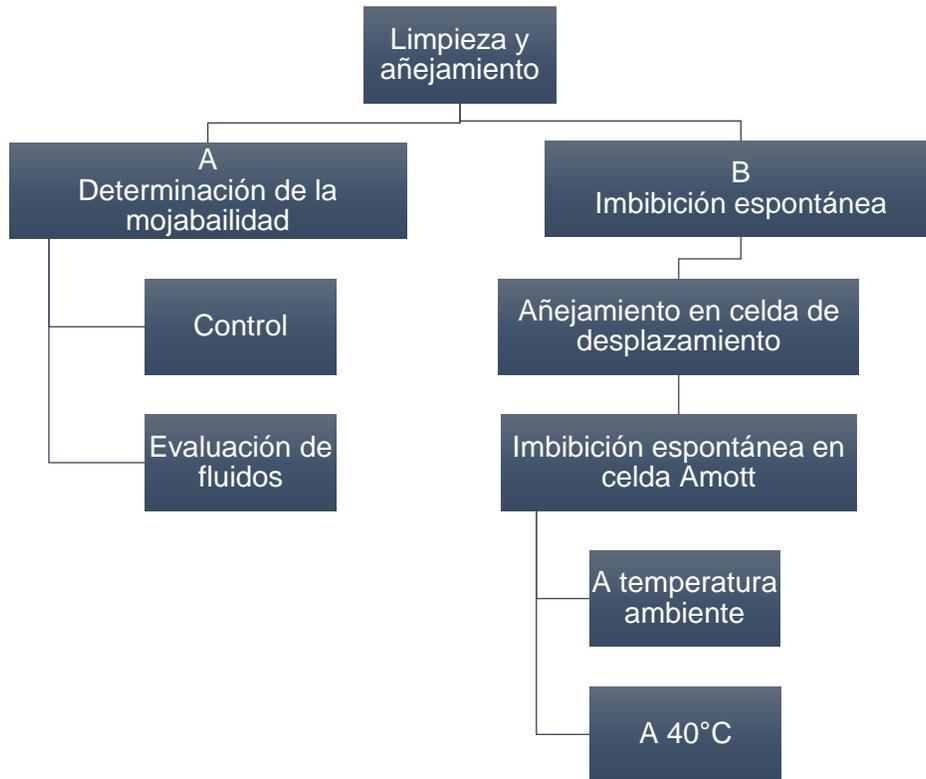


Figura 19: Diagrama de flujo para metodología experimental

Metodología A

En la metodología A se usaron los fluidos contenidos en la Tabla 14 y los pasos que se siguieron se encuentran condensados en las Tabla 15 y 16 donde se presenta la metodología utilizada en una corrida de rocas para el control y usando las disoluciones base salmuera de M1 (verde) y M2 (amarillo).

Control; Se utilizaron un total de 4 (A – D) rocas fueron sumergidas en las salmueras M1 y M2 (fluido 1 y 7, Tabla 14), dos muestras en cada salmuera usando una campana de vacío (5 mmHg) durante un periodo de 800 h (paso 1 ver Tabla 15) Después del periodo de saturación las muestras se pasaron a otro contenedor para saturar las muestras con aceite, usando nuevamente la campana de vacío hasta acumular 1000 h (paso 2; Tabla 15). Para medir el ángulo de contacto (paso 3) se dejaron caer 5 gotas de fluido sobre cada muestra.

Terminada la medición las muestras A y B fueron sumergidas en M1 simulando un proceso de recuperación secundaria, mientras que las muestras C y D se sumergieron en M2 simulando también un proceso de recuperación secundaria. Posteriormente, se realizó otra medición de ángulo de contacto (paso 4). Los fluidos utilizados para la medición son: fluido 1 y 7; tabla 14

Tabla 15: Control para la medición de ángulo de contacto

Paso	Procesos	Fluidos				Tiempo
1	Saturación en salmuera	M1 (2 muestras)		M2 (2 muestras)		800 h
2	Saturación en aceite					1000 h
	Muestras de roca	A	B	C	D	
3	Medición de ángulo de contacto	M1	M2	M1	M2	
4	Recuperación secundaria	M1		M2		300 h
5	Medición de ángulo de contacto	M1	M2	M1	M2	

Evaluación de fluidos con surfactante y nanopartículas

Esta metodología se divide en dos partes; en la primera parte sólo se utilizan los fluidos 1 a 6 (verde) presentados en la Tabla 14 y salmuera M1 como método de recuperación secundaria. En la segunda parte se utilizaron los fluidos del 7 al 12 (amarillo) y la salmuera M2 como método de recuperación secundaria. Para la evaluación de los primeros 6 fluidos, se replicaron los pasos 1 y 2 del experimento control, pero la medición del ángulo (paso 3) se realiza con los fluidos indicados en la Tabla 14, a continuación.

Las muestras A–E se saturaron en M1 y no pasaron por una simulación de recuperación secundaria (paso 4 y 5); sin embargo, se simuló un proceso de recuperación mejorada (paso 6) donde se sumergieron en las disoluciones de surfactante, nanopartículas o una combinación de ambos agentes. Y después del periodo de añejamiento (150 h) se midió el ángulo de contacto para estas muestras (paso 7), ahora con una gota de aceite sobre cada una de las muestras.

Tabla 16: Metodología utilizada para la medición de ángulo de contacto

Paso	Proceso	Roca A	Roca B	Roca C	Roca D	Roca E	Tiempo
1	Saturación con salmuera	M1					800 h
2	Saturación con aceite						1000 h
3	Ángulo de contacto*	NFE	SiO ₂ -I	NFE+SiO ₂ -I	SiO ₂ -II	NFE+SiO ₂ -II	
4	Recuperación secundaria**	M1					300 h
5	Ángulo de contacto**	NFE	SiO ₂ -I	NFE+SiO ₂ -I	SiO ₂ -II	NFE+SiO ₂ -II	
6	Recuperación mejorada***	NFE	SiO ₂ -I	NFE+SiO ₂ -I	SiO ₂ -II	NFE+SiO ₂ -II	150 h
7	Ángulo de contacto	Gota de aceite					

*Ángulo de contacto tomado con el fluido establecido para cada roca

**Recuperación secundaria realizada sumergiendo todas las rocas en salmuera M1 a excepción de muestras añejadas en M1, ángulo de contacto tomado con el fluido correspondiente a la tabla.

***Recuperación realizada sumergiendo las rocas en los fluidos establecidos en la tabla

El procedimiento de la Tabla 16 se llevó a cabo dos veces más, es decir, se utilizaron muestras de roca que fueron añejadas en salmuera M2 y otras más en salmuera M3. Para ambos casos, tras la saturación con aceite sí se simuló la recuperación de los fluidos con salmuera M1 (proceso recuperación secundaria denominado así en este trabajo). Después de la recuperación secundaria (300 h) se simuló la recuperación mejorada (150 h) Por cuestiones de simplicidad sólo se presenta la Tabla 16 con M1 como salmuera base para la saturación.



Figura 20: Metodología de prueba de ángulo de contacto

Metodología B

Esta metodología se divide en dos partes, el añejamiento de un núcleo tipo tapón con ayuda de la celda de desplazamiento (Figura 17) y el proceso de imbibición espontánea en la celda Amott. Para este experimento se seleccionó una de las combinaciones con los agentes que mostraron mejor desempeño para el cambio de mojabilidad (metodología A) En la Tabla 18 se muestra el proceso de añejamiento de la muestra que consistió en cuatro etapas, la primera se llevó a cabo en una campana de vacío y las etapas siguientes en la celda de desplazamiento. Durante toda la prueba se utilizaron la salmuera M1 (1,411.87 ppm) y el

crudo pesado de de 10.1 °API y 973 cP@73 °C. Las características de la muestra, los fluidos y las condiciones de trabajo empleadas para la celda de desplazamiento se muestran en la Tabla 17 y en la Figura 21 se muestra una fotografía del núcleo después del proceso de añejamiento en la celda, el cual se utilizó para realizar la imbibición espontánea.

Tabla 17: Variables medidas para el añejamiento en celda de desplazamiento

Longitud promedio (cm)	6.288
Diámetro promedio (cm)	3.810
Área (cm ²)	11.40
Masa muestra seca (g)	167.419
Masa muestra saturada (g)	175.957
Densidad del fluido de saturación (g/cm ³) (M1)	1.0015
Volumen poroso al líquido (cm ³)	8.54
Porosidad (Φ) %	11.91
Viscosidad agua (cP) @ 1 atm y 25°C	1
Viscosidad @ 1 atm y 40°C	937
Gasto inyección de agua (cm ³ /min)	1
Gasto inyección de aceite (cm ³ /min)	0.1
Gasto segunda inyección de agua (cm ³ /min)	0.1

Tabla 18: Proceso de añejamiento para prueba de imbibición en celda de desplazamiento

Etapa		VP inyectado	Gasto de inyección (cm ³ /min)
1	Saturación de muestra con salmuera M1 en campana de vacío de 5 mmHg por 80 horas.	11.16	Sin gasto, por imbibición
2	Inyección de salmuera M1 (1,411.87 ppm) en celda de desplazamiento a 4,000 psi.	4.92	1
3	Saturación con aceite pesado de 10.1° API en celda de desplazamiento a 60 °C.	11.42	0.1
4	Inyección de salmuera en celda con M1 hasta alcanzar a la saturación residual de aceite	7.12	0.1



Figura 21: Núcleo después de añejamiento en celda

Se utilizó la salmuera M1, la nanopartícula hidrofílica SiO₂-I y surfactante no-iónico como fluido para simular el proceso de EOR. Se prepararon 550 mL de una disolución, ver Figura 22 para llenar la celda Amott, por lo que se utilizaron 0.55 g (0.1% p/p) de nanopartículas y 5.5 mL (1%v/v) de surfactante.

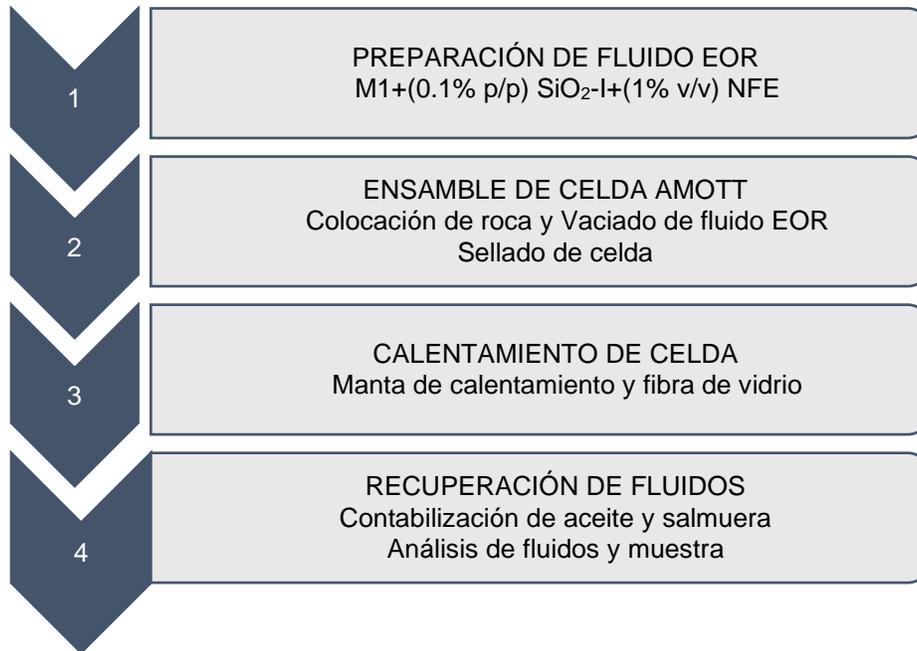


Figura 22: Etapas de la prueba de imbibición en celda Amott

Para la cuantificación del aceite liberado se realizó el siguiente procedimiento (Arguijo Muñiz, 2021).

$$V_o = \frac{m_o}{\rho_o}$$

Donde

$$m_o = \Delta m_r; \Delta m_r = m_{sat} - m_{seca}$$

V_o = volumen absorbido por la roca [cm³]

m_o = masa de aceite dentro de la roca [g]

ρ_o = densidad de aceite [$\frac{g}{cm^3}$]

m_r = masa de la roca [g]

m_{sat} = masa de la roca saturada de aceite [g]

m_{seca} = masa de la roca seca [g]

Sustituyendo en la ecuación

$$V_o = \frac{m_{sat} - m_{seca}}{\rho_o}$$

La estimación de la porosidad efectiva se realiza al suponer que el volumen de aceite contenido en la roca saturada al 100% V_r es el volumen de poros interconectados VP

$$\Phi_{eff} = \frac{VP(100)}{V_r}$$

$$VP = \text{volumen poroso [cm}^3\text{]}$$

$$V_r = \text{volumen total de roca [cm}^3\text{]}$$

Conociendo el volumen contenido de aceite en la roca se conoce el valor correspondiente a un factor de recuperación al 100% de la muestra. La siguiente ecuación relaciona el volumen de aceite recuperado con el volumen de aceite contenido en la roca dando el valor del factor de recuperación.

$$FR = \frac{V_{or}(100)}{V_o}$$

$$FR = \text{factor de recuperación [\%]}$$

$$V_{or} = \text{volumen de aceite recuperado [cm}^3\text{]}$$

$$V_o = \text{volumen de aceite absorbido por la roca [cm}^3\text{]}$$

7 Resultados y Discusión

Metodología A, Experimento control

En la metodología A se realizó un experimento control con el fin de determinar el estado inicial de las muestras y usar los datos generados como referencia para las pruebas cambiando la salinidad y diferentes agentes químicos. En la Tabla 19 se presentan los resultados del ángulo de contacto de las muestras de roca usadas en el experimento control después de su añejamiento y la simulación de recuperación secundaria. La mojabilidad de las muestras se clasificó de acuerdo con el ángulo de contacto medido; para ángulos cercanos a 0° el sistema se considera mojado al agua, a ángulos cercanos a 90° el sistema se considera de mojabilidad intermedia y para ángulos cercanos a 180° el sistema se considera mojado al aceite.

Los ángulos obtenidos para el experimento control fueron cercanos a 90° (Tabla 19 paso 3), en la Figura 23 se observa que sin importar la salmuera utilizada (M1 o M2) para añejar las muestras, las 4 muestras presentan de mojado al agua a mojabilidad intermedia. Es decir, si la gota utilizada para medir el ángulo de contacto es de baja salinidad el ángulo de contacto resultante es menor de 90° , pero cuando la gota utilizada para medir el ángulo de contacto es de mayor salinidad el ángulo de contacto resultante es poco más grande de 90° .

Tabla 19: Resultados de muestras control después de añejamiento y recuperación secundaria

1	Salmuera de saturación	M1		M2	
2	Saturación en aceite				
	Muestras de roca	A	B	C	D
3	Ángulo de contacto (°) *	Gota M1	Gota M2	Gota M1	Gota M2
		81.51	91.30	83.26	87.09
4	Recuperación secundaria				
5	Ángulo de contacto (°) *	97.10	80.30	92.28	89.16

*A rocas A y C se les dejó caer una gota de M1, a B y D se les dejó caer una gota de M2

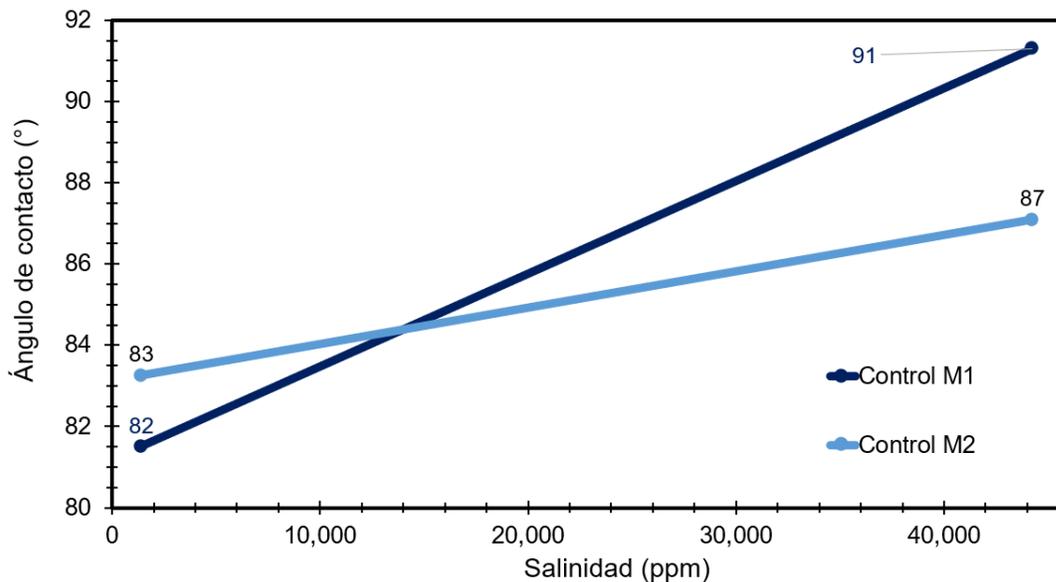


Figura 23: Resultados de ángulo de contacto de muestras control tomadas después de añejamiento con salmueras M1 y M2

En el caso de la simulación de un proceso de recuperación secundaria para el experimento control (ver Tabla 19 paso 5) se observó una tendencia distinta. El paso 5 consistió en un añejamiento por 300h en una salmuera distinta a la salmuera utilizada durante la saturación (paso 1), por ejemplo, si la saturación se realizó con una salmuera de alta salinidad (aprox 44,000 ppm) entonces la recuperación secundaria se llevó a cabo con una salmuera de baja salinidad (1,100 ppm), al medir el ángulo de contacto con una gota de M1 y M2, se observó que el ángulo tiende a disminuir, ver Figura 24. El mayor cambio se observa en las muestras añejadas en M1 ya que los ángulos van de 97° (gota M1) hasta 80° (gota M2). Esta disminución no es tan notoria cuando se usó M2 para añejar, los ángulos van de 92° (gota M1) a 89° (gota M2). Lo anterior puede explicarse debido al uso de salmuera de baja salinidad es común para obtener mayor recuperación de hidrocarburos; sin embargo, las fracciones más pesadas del aceite (asfaltenos o resinas) que no son recuperadas quedan en contacto con la roca alterando su mojabilidad haciéndola más afín al aceite.

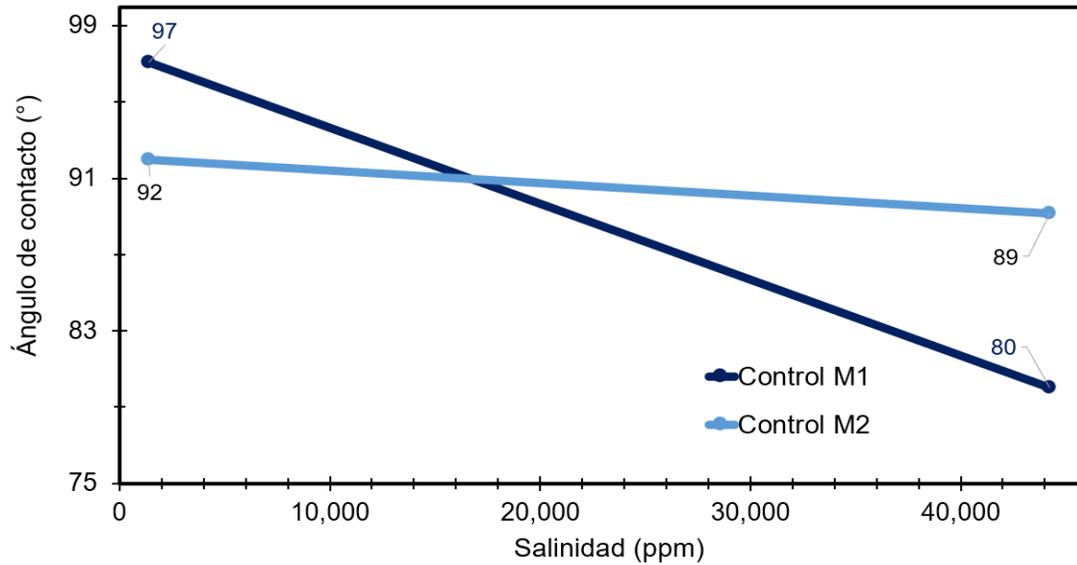


Figura 24: Resultados de ángulo de contacto de muestras control tomadas después de simulación de recuperación secundaria con salmueras M1 y M2 durante 300 h.

Metodología A; salmuera M1 como vehículo

Los resultados de esta sección se presentan en las Figuras 25, 26 y 27, y se dividen de acuerdo con cada etapa en los pasos 3, 5 y 7. Es importante resaltar que para estos experimentos se usaron las disoluciones preparadas con surfactante, nanopartículas o, nanopartículas + surfactante. En esta sección emplearon los fluidos presentados en la Tabla 14, color verde. A baja salinidad, (izquierda), en la Figura 25 se encuentran los resultados de las muestras añejadas con M1, a alrededor de las 20,000 ppm (centro) se encuentran las muestras añejadas con M3 y a salinidad elevada (derecha) se exhiben las muestras añejadas con M2.

El cambio más drástico en los ángulos de contacto es para la disolución de surfactante (azul marino), seguido de la disolución de surfactante + SiO₂-I (azul turquesa), con ángulos de 30° y 51°, respectivamente. Sin embargo, al evaluar el ángulo de contacto a mayor salinidad (añejamiento en M2 y M3) éste aumenta. Cabe señalar que el desempeño de los nanofluidos utilizados exhibieron tendencias opuestas, es decir, la nanopartícula hidrofílica (SiO₂-I) presenta mayores ángulos de contacto al aumentar la salinidad. Mientras que la nanopartícula hidrofóbica (SiO₂-II) presenta menores ángulos de contacto al aumentar la salinidad.

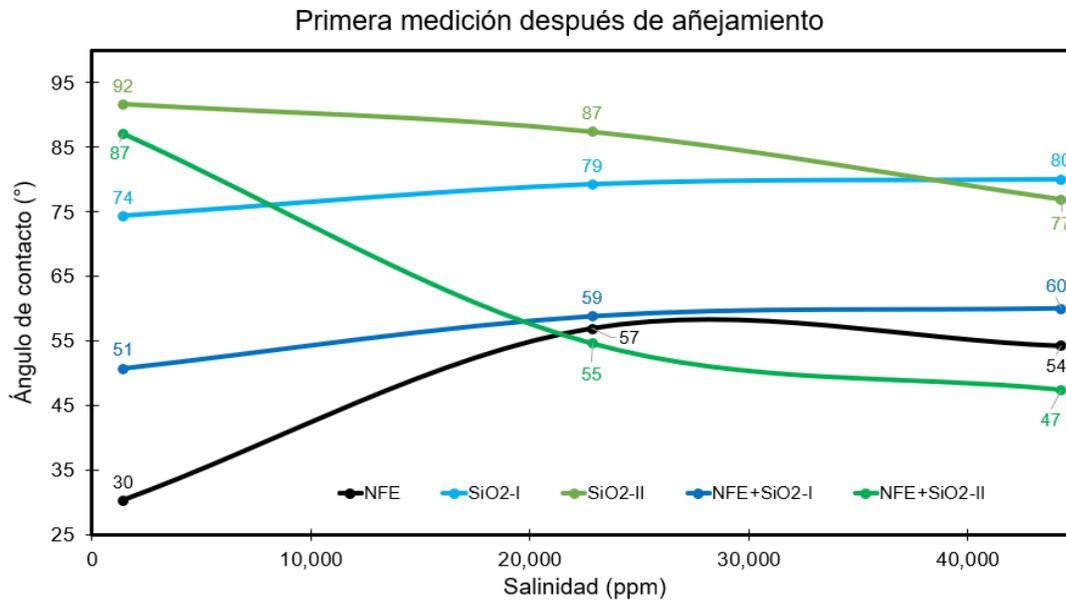


Figura 25: Ángulos de contacto tras saturación de las muestras, medidos con gotas de disoluciones 2 a 6 (Tabla 14) en 15 muestras de rocas añejadas en 3 distintas salinidades.

El comportamiento observado para las disoluciones con las nanopartículas SiO₂-II (fluidos 3 y 6) podría deberse a que la salmuera M2 tiende a formar incrustaciones de carbonato, lo cual puede modificar la mojabilidad original de la muestra de roca. Además, las nanopartículas hidrofóbicas (SiO₂-II) tienen una capacidad de suspensión menor que las nanopartículas SiO₂-I y al precipitar forman una ligera capa sobre la muestra de roca alterando la superficie y tapando los poros de la roca.

Recuperación secundaria

Los resultados se presentan en la Figura 26 donde se observa la tendencia a disminuir el ángulo de contacto conforme aumenta la salinidad con excepción de la disolución de surfactante+ SiO₂-II. El ángulo de contacto para las muestras añejadas con M3 y medidas con gota de disoluciones que contienen nanopartículas (2 y 3, Tabla 14) presentaron ángulos 82° y 85°, respectivamente, lo cual sugiere que el uso de sólo nanopartículas solas no es favorable para alterar la mojabilidad de la roca. Por el contrario, los fluidos que contienen surfactante + nanopartículas arrojaron un ángulo de contacto (51°) correspondiente a una mojabilidad al agua. Con el fluido que se obtuvo el mayor cambio de mojabilidad fue con SiO₂-I + NFE (fluido 5) resultando en un valor de 16° haciéndola sumamente mojable por agua, seguido del fluido de sólo surfactante (fluido 4) con 35° y la combinación de SiO₂-I (fluido 2) con 44° y finalmente vemos que se encuentran los fluidos que contienen nanopartículas SiO₂-II con 49° y con 55°.

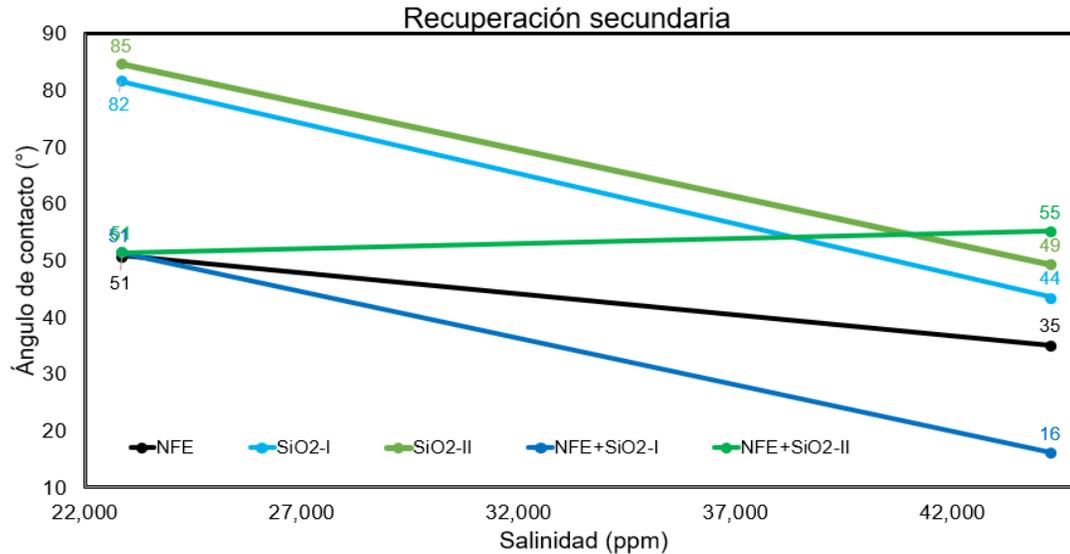


Figura 26: Medición de ángulo de contacto en muestras añejadas con M2 y M3 después de un proceso de recuperación secundaria con M1, evaluación de fluidos 2-6

Después del proceso de recuperación secundaria se concluye que las nanopartículas de tipo II no resultan tan efectivas como las de tipo I para alterar la mojabilidad, esto sugiere que para cada conjunto de características de las rocas existe una combinación específica de fluidos que altera en mayor medida su mojabilidad, después de ésta simulación se ve que las muestras añejadas en M2 que pasan por un proceso de recuperación secundaria con M1 son las muestras más representativas de lo que ocurre con un yacimiento, mostrando que la mayor alteración de la mojabilidad se da para la disolución de NFE + SiO₂-I (fluido 5).

Recuperación mejorada

Para las mediciones de saturación y recuperación secundaria se buscaban los casos con ángulo de contacto pequeño debido a que se usaron fluidos base salmuera M1; sin embargo, para la simulación de la recuperación mejorada, después de la saturación de la muestra se emplea una gota de aceite por lo que se esperan ángulos cercanos a 180° o mayores a 90°, lo cual es indicativo de mayor preferencia al agua. Los resultados de la simulación de recuperación mejorada se encuentran en la Figura 27 donde se observa que todos los valores medidos se encuentran por encima de los 100°. A continuación, se resaltan algunas observaciones.

- La presencia de nanopartícula SiO₂-I (fluido 2) disminuyen más el ángulo de contacto que con muestras añejadas a mayor salinidad.
- En el caso de las nanopartículas SiO₂-II (fluido 3) disminuye el ángulo en M3, pero para los extremos M1 y M2 el ángulo se mantiene prácticamente igual.
- Para la disolución con surfactante (NFE) se tiene un comportamiento lineal, a mayor salinidad disminuye el ángulo de contacto en las muestras. Se vuelve más mojable al agua.

- El fluido que contiene NFE + SiO₂-I (fluido 5) tiene el mejor comportamiento en muestras con salinidad mayor con el valor más alto 124°
- El caso del fluido SiO₂-II + NFE (fluido 6) donde el ángulo se mantiene en lugar de disminuir.

Estos resultados corroboran lo observado anteriormente, los resultados se ven afectados por la capacidad de suspensión de las nanopartículas ya que la disolución de surfactante presentó un cambio del ángulo de contacto (mojabilidad) casi lineal, debido a que la prueba duró 150 h las nanopartículas de ambos tipos precipitan, formando una pequeña capa de sólido sobre las muestras de roca, lo cual alterando así los resultados de esta última prueba. El resultado obtenido por la combinación de SiO₂-I + NFE (fluido 5) fue seleccionado para la prueba de imbibición espontánea ya que esta disolución arrojó el ángulo de contacto más alto (124°) a salinidad elevada.

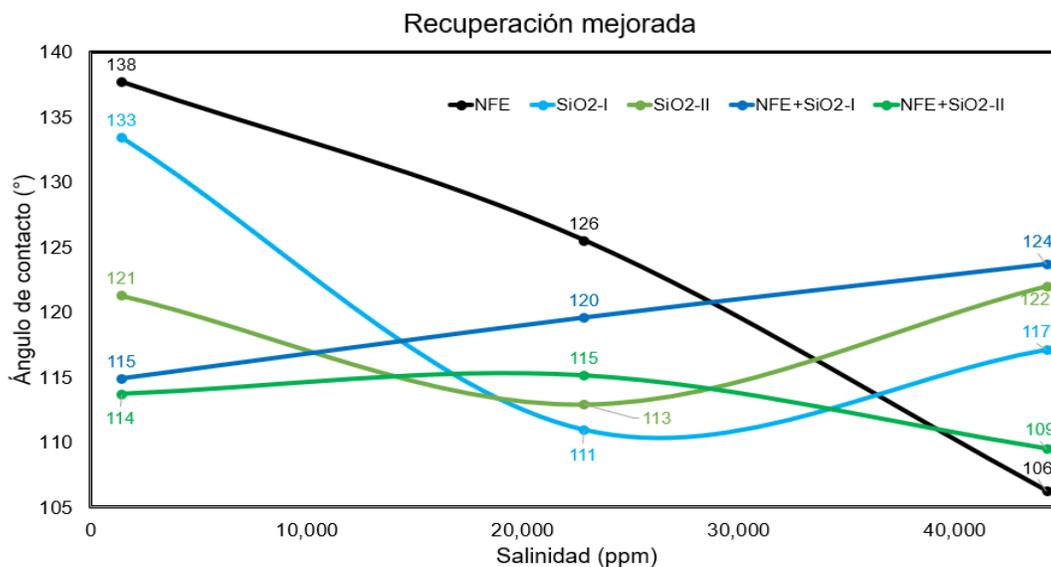


Figura 27: Ángulos de contacto con gota de aceite después de simulación de recuperación mejorada con fluidos 2 a 6, Tabla 14

Metodología A; salmuera M2 como vehículo

Para esta sección se emplearon las disoluciones 8-12 (Tabla 16, amarillo), las cuales fueron preparadas con salmuera M2. Los resultados obtenidos para la saturación de las 15 muestras medidas se presentan en la Figura 28, donde se observa que el ángulo de contacto medido con una gota de disolución (8 a 12), variando la salinidad desde aproximadamente 1,100 hasta 44,000 ppm no se ve afectada de manera importante pues todas las muestras exhiben un ángulo constante sin importar el cambio en la salinidad. Las muestras evaluadas con las nanopartículas SiO₂-I y SiO₂-II mostraron una mojabilidad intermedia, mientras que el resto de las muestras presentaron ángulos menores y con una tendencia ligera a disminuir con el aumento de la salinidad; sin embargo, se atribuye una mojabilidad al agua para el resto de las muestras.

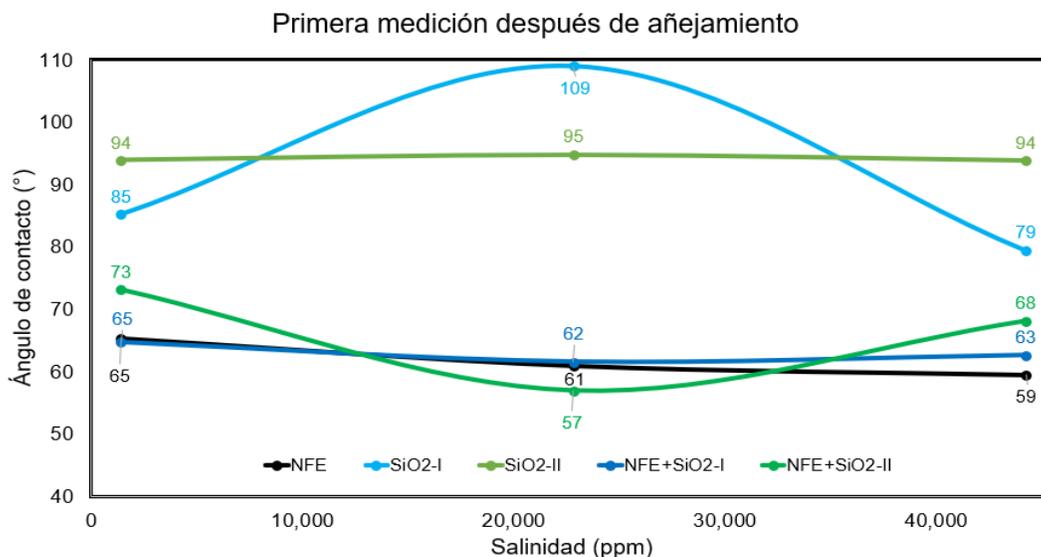


Figura 28: Resultados después añejamiento de 15 muestras de roca y evaluación de ángulo de contacto con fluido 8-12

Al comparar la mojabilidad inicial de las muestras de roca en el experimento control, se puede sugerir que el empleo de nanopartículas solas no es suficiente para modificar la mojabilidad de la roca, por lo que es necesario contar con la presencia de surfactante para modificar la mojabilidad de intermedia a mojable al agua. Es importante señalar que esta medición se llevó a cabo con una gota de disolución (fluido EOR) después de la saturación o añejamiento de las muestras y por lo tanto es necesario aplicar una simulación de recuperación secundaria con salmuera y medir nuevamente el ángulo de contacto para corroborar esta suposición.

Recuperación secundaria

Para la recuperación secundaria presentó una tendencia similar a la del experimento control, es decir, el ángulo disminuyó con el aumento de la salinidad, los resultados se muestran en la Figura 29. De manera general se puede decir que las muestras se mantienen como mojables al agua, con excepción de las muestras evaluadas con las nanopartículas SiO₂-II, aunque el ángulo de contacto no es de 90°, son las muestras con ángulos más altos (79° a 71°) entre todas las medidas en la simulación de recuperación secundaria. En este caso se aprecia que la disolución de surfactante es la que modifica más la mojabilidad de las muestras con ángulos desde 59° hasta 44°. El resto de las disoluciones evaluadas presentó variaciones poco significativas con la variación de la salinidad. Es importante resaltar que las nanopartículas SiO₂-II son hidrofóbicas, por lo que, si existe agua sobre la superficie de la roca, estas nanopartículas evitarán la interacción y por tanto se obtendrán ángulos de contacto más altos, dando la impresión de que el sistema es menos mojable al agua.

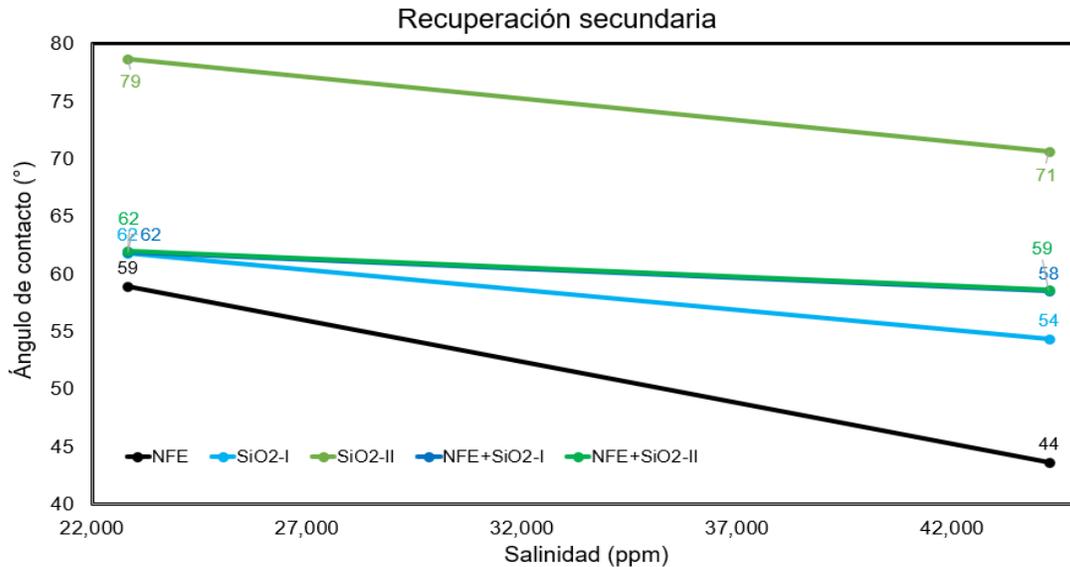


Figura 29: Resultados después de simulación de recuperación secundaria con M2

En este paso del proceso se resalta la capacidad del surfactante para alterar la mojabilidad de las muestras porque disminuye el ángulo de contacto, el desempeño es mejor a salinidad elevada, las disoluciones de SiO₂-I + surfactante y SiO₂-II + surfactante se comportaron de forma muy similar, lo que sugiere que en presencia de surfactante la afinidad de las nanopartículas no juega un papel importante sobre la mojabilidad. La disolución de SiO₂-I mostró el segundo mejor comportamiento esta prueba, posiblemente puede deberse a que SiO₂-I son hidrofílicas y si existe agua sobre la superficie de la roca, estas nanopartículas interactúan preferentemente con la superficie de la roca y los ángulos de contacto resultantes serán más bajos, es decir, la roca se mostrará como más mojabla al agua.

Recuperación mejorada

Como se mencionó en la sección anterior, para las mediciones de saturación y recuperación secundaria se buscaban ángulos de contacto bajos debido a que se usaron gotas de fluidos base salmuera M2 para las mediciones; sin embargo, para evaluar la simulación de la recuperación mejorada se empleó una gota de aceite por lo que se esperan ángulos mayores a 90°, inclusive cercanos a 180°, lo cual es indicativo de mayor preferencia al agua. Los resultados de la simulación de recuperación mejorada se encuentran en la Figura 30 donde se observa que todos los valores medidos se encuentran por encima de los 100° lo que sugiere una mojabilidad preferente al agua. A diferencia de las mediciones post-saturación y recuperación secundaria donde se observa que las nanopartículas por sí solas no alteraban la mojabilidad considerablemente en este caso la disolución de SiO₂-I presentó el mayor ángulo de contacto a baja salinidad y la disolución de SiO₂-II presentó el mayor ángulo de contacto a alta salinidad; sin embargo, estos resultados no son concluyentes debido a los problemas de suspensión que exhiben las nanopartículas por periodos prolongados. La disolución de SiO₂-I+surfactante mostró un comportamiento similar a baja salinidad, lo cual está acorde con los resultados observados en recuperación secundaria.

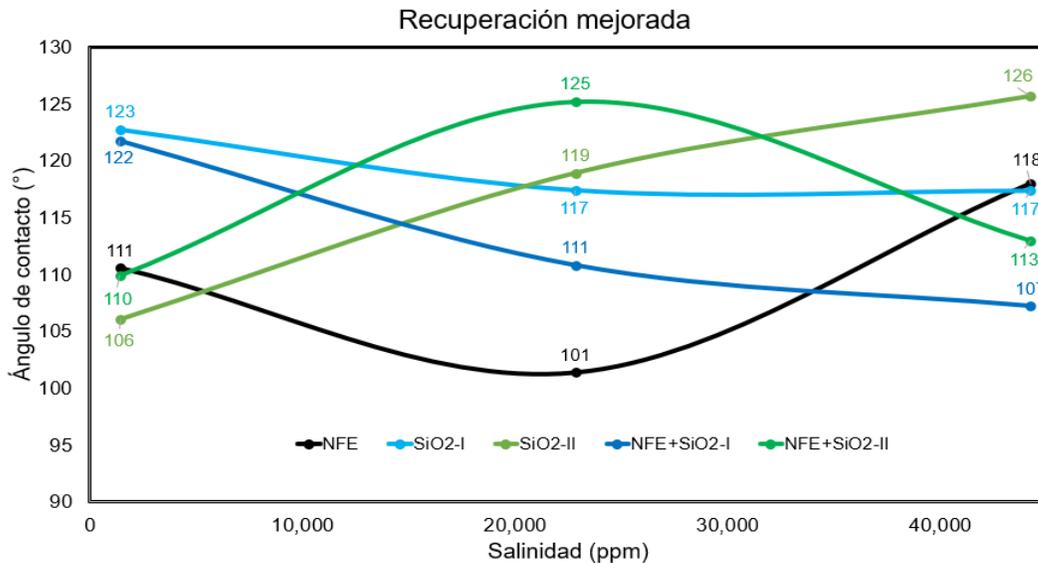


Figura 30: Resultados de recuperación mejorada evaluados con gota de aceite

El uso de una salmuera de mayor salinidad en la recuperación de hidrocarburos puede generar problemas, ya que afecta en la suspensión de nanopartículas y promueve su precipitación, creando una capa de sólido sobre la superficie de la roca y al medir el ángulo de contacto genera resultados que no son representativos o concluyentes, esto afecta en mayor medida a las SiO₂-II.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para la metodología A, utilizando salmuera M1 y M2 como vehículo en forma de gráficos de barras para apreciar mejor el cambio en el ángulo de contacto por disolución empleada (Tablas 20 a 22). De manera general se puede observar que las muestras de carbonato con las que se trabajaron inicialmente presentaron una mojabilidad intermedia. Al evaluar el desempeño de diferentes disoluciones con surfactante, nanopartículas o surfactante + nanopartículas tras la saturación (añejamiento) de las muestras se observa que estos fluidos tienen una tendencia a modificar la mojabilidad en el siguiente orden; surfactante > SiO₂-I + surfactante > SiO₂-I > SiO₂-II + surfactante > SiO₂-II. Una vez que se llevó a cabo el proceso de recuperación secundaria las muestras cambiaron su mojabilidad volviéndose más mojables al agua, es decir, se obtuvieron menores ángulos de contacto en el orden; SiO₂-I + surfactante > surfactante > SiO₂-II + surfactante > SiO₂-I > SiO₂-II. Finalmente, para la simulación de recuperación mejorada el surfactante solo mostró mejor desempeño que el resto de las disoluciones. El resto no se considera representativo por los problemas de suspensión que presentaron las nanopartículas por periodos de tiempo prolongados. Los resultados más prometedores corresponden a los sistemas que fueron añejados y medidos con salmuera de baja salinidad, ya que al usar salmuera de alta salinidad no fue posible encontrar tendencias claras. Finalmente, en la Tabla 23 se presentan las imágenes capturadas mediante el software del goniómetro de cada una de las muestras evaluadas.

Tabla 20: Resultados después de añejamiento

<p>NFE (M1)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación inicial</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>57</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>54</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M1	30	M3	57	M2	54	<p>El surfactante es el fluido que genera mayor alteración de la mojabilidad en ambos vehículos</p>	<p>NFE (M2)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación inicial</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>65</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>61</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>59</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M1	65	M3	61	M2	59
Vehículo	Ángulo de contacto (°)																	
M1	30																	
M3	57																	
M2	54																	
Vehículo	Ángulo de contacto (°)																	
M1	65																	
M3	61																	
M2	59																	
<p>SiO₂-I (M1)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación inicial</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>74</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>79</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>80</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M1	74	M3	79	M2	80	<p>Este agente genera mayor cambio cuando se usa M1 como vehículo, generando mayor cambio a baja salinidad</p>	<p>SiO₂-I (M2)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación inicial</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>85</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>109</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>79</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M1	85	M3	109	M2	79
Vehículo	Ángulo de contacto (°)																	
M1	74																	
M3	79																	
M2	80																	
Vehículo	Ángulo de contacto (°)																	
M1	85																	
M3	109																	
M2	79																	
<p>SiO₂-II (M1)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación inicial</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>92</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>87</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>77</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M1	92	M3	87	M2	77	<p>Existen diferentes tendencias para cada vehículo, resaltando M1 disminuye el ángulo en un ambiente de mayor salinidad, con M2 como vehículo no hay cambio en el ángulo</p>	<p>SiO₂-II (M2)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación inicial</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>94</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>95</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>94</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M1	94	M3	95	M2	94
Vehículo	Ángulo de contacto (°)																	
M1	92																	
M3	87																	
M2	77																	
Vehículo	Ángulo de contacto (°)																	
M1	94																	
M3	95																	
M2	94																	
<p>NFE+SiO₂-I (M1)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación inicial</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>51</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>59</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>60</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M1	51	M3	59	M2	60	<p>Esta combinación de agentes funciona relativamente igual sea cual sea el vehículo, resaltando M1 en ambientes de baja salinidad</p>	<p>NFE+SiO₂-I (M2)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación inicial</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>65</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>62</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>63</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M1	65	M3	62	M2	63
Vehículo	Ángulo de contacto (°)																	
M1	51																	
M3	59																	
M2	60																	
Vehículo	Ángulo de contacto (°)																	
M1	65																	
M3	62																	
M2	63																	
<p>NFE+SiO₂-II (M1)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación inicial</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>87</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>55</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>47</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M1	87	M3	55	M2	47	<p>Estas nanopartículas funcionan mejor en ambientes de alta salinidad con el vehículo M1.</p>	<p>NFE+SiO₂-II (M2)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación inicial</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>73</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>57</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>68</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M1	73	M3	57	M2	68
Vehículo	Ángulo de contacto (°)																	
M1	87																	
M3	55																	
M2	47																	
Vehículo	Ángulo de contacto (°)																	
M1	73																	
M3	57																	
M2	68																	

Tabla 21: Resultados de recuperación secundaria

<p>NFE (M1)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación secundaria</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M3</td> <td>51</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>35</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M3	51	M2	35	<p>El cambio en el ángulo de contacto es similar para ambos vehículos siendo M1 el que genera el mayor cambio</p>	<p>NFE (M2)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación secundaria</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M3</td> <td>59</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>44</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M3	59	M2	44
Vehículo	Angulo de contacto (°)													
M3	51													
M2	35													
Vehículo	Angulo de contacto (°)													
M3	59													
M2	44													
<p>SiO₂-I (M1)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación secundaria</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M3</td> <td>82</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>44</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M3	82	M2	44	<p>Con estas nanopartículas cada vehículo se desempeña mejor en cada conjunto de muestras resaltando el desempeño del vehículo M1</p>	<p>SiO₂-I (M2)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación secundaria</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M3</td> <td>62</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>54</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M3	62	M2	54
Vehículo	Angulo de contacto (°)													
M3	82													
M2	44													
Vehículo	Ángulo de contacto (°)													
M3	62													
M2	54													
<p>SiO₂-II (M1)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación secundaria</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M3</td> <td>85</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>49</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M3	85	M2	49	<p>La nanopartícula tipo II se desempeña mejor con M1 como vehículo</p>	<p>SiO₂-II (M2)</p> <p>Ángulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación secundaria</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Ángulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M3</td> <td>79</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>71</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Ángulo de contacto (°)	M3	79	M2	71
Vehículo	Angulo de contacto (°)													
M3	85													
M2	49													
Vehículo	Ángulo de contacto (°)													
M3	79													
M2	71													
<p>NFE+SiO₂-I (M1)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación secundaria</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M3</td> <td>58</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>16</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M3	58	M2	16	<p>La combinación de surfactante y nanopartículas se desempeña de mejor manera con M1. La capacidad de cambio de estos agentes disminuye en presencia de M2 como vehículo</p>	<p>NFE+SiO₂-I (M2)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación secundaria</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M3</td> <td>62</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>58</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M3	62	M2	58
Vehículo	Angulo de contacto (°)													
M3	58													
M2	16													
Vehículo	Angulo de contacto (°)													
M3	62													
M2	58													
<p>NFE+SiO₂-II (M1)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación secundaria</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M3</td> <td>51</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>55</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M3	51	M2	55	<p>Esta combinación de agentes genera distintas tendencias para cada vehículo utilizado, siendo más efectivo con M1</p>	<p>NFE+SiO₂-II (M2)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación secundaria</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M3</td> <td>62</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>59</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M3	62	M2	59
Vehículo	Angulo de contacto (°)													
M3	51													
M2	55													
Vehículo	Angulo de contacto (°)													
M3	62													
M2	59													

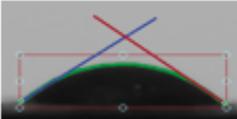
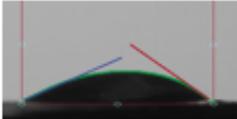
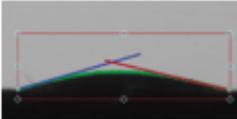
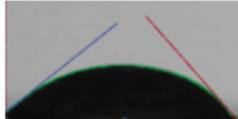
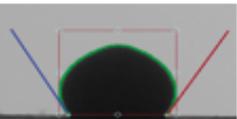
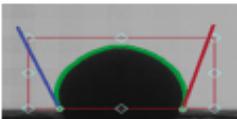
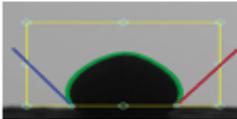
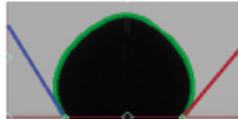
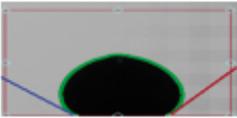
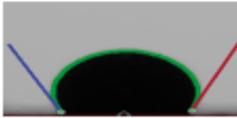
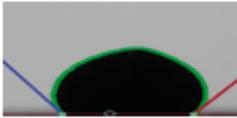
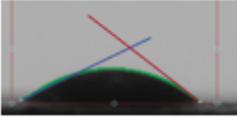
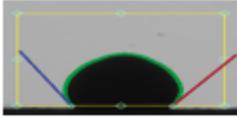
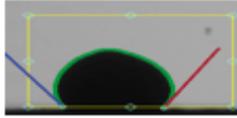
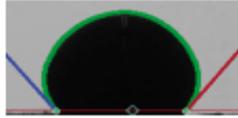
Tabla 22: Resultados después de recuperación mejorada

<p>NFE (M1)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación mejorada</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>138</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>126</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>106</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M1	138	M3	126	M2	106	<p>El surfactante en M1 genera el mayor cambio en el ángulo de contacto en presencia de ambientes de baja salinidad. Cuando M2 es el vehículo el mejor resultado se obtiene a alta salinidad</p>	<p>NFE (M2)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación mejorada</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>111</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>101</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>118</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M1	111	M3	101	M2	118
Vehículo	Angulo de contacto (°)																	
M1	138																	
M3	126																	
M2	106																	
Vehículo	Angulo de contacto (°)																	
M1	111																	
M3	101																	
M2	118																	
<p>SiO₂-I (M1)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación mejorada</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>133</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>111</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>117</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M1	133	M3	111	M2	117	<p>Las nanopartículas arrojan valores más altos en ambientes de baja salinidad, pero su desempeño en alta salinidad no cambia significativamente</p>	<p>SiO₂-I (M2)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación mejorada</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>123</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>117</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>117</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M1	123	M3	117	M2	117
Vehículo	Angulo de contacto (°)																	
M1	133																	
M3	111																	
M2	117																	
Vehículo	Angulo de contacto (°)																	
M1	123																	
M3	117																	
M2	117																	
<p>SiO₂-II (M1)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación mejorada</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>121</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>113</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>122</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M1	121	M3	113	M2	122	<p>Para el vehículo M1 se obtienen valores similares en ambientes de baja y alta salinidad. Para M2 como vehículo existen valores más elevados para ambientes de alta salinidad.</p>	<p>SiO₂-II (M2)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación mejorada</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>106</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>119</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>121</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M1	106	M3	119	M2	121
Vehículo	Angulo de contacto (°)																	
M1	121																	
M3	113																	
M2	122																	
Vehículo	Angulo de contacto (°)																	
M1	106																	
M3	119																	
M2	121																	
<p>NFE+SiO₂-I (M1)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación mejorada</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>111</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>124</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M1	111	M3	120	M2	124	<p>Con M1 como vehículo la acción del fluido se comporta mejor conforme aumenta la salinidad del sistema, mientras que con M2 como vehículo a medida que la salinidad aumenta su efectividad se ve disminuida.</p>	<p>NFE+SiO₂-I (M2)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación mejorada</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>122</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>111</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>107</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M1	122	M3	111	M2	107
Vehículo	Angulo de contacto (°)																	
M1	111																	
M3	120																	
M2	124																	
Vehículo	Angulo de contacto (°)																	
M1	122																	
M3	111																	
M2	107																	
<p>NFE+SiO₂-II (M1)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación mejorada</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>114</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>115</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>109</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M1	114	M3	115	M2	109	<p>M1 como vehículo mantiene el ángulo de contacto y para M2 como vehículo resalta la muestra añejada con M3, posiblemente por la capacidad de suspensión.</p>	<p>NFE+SiO₂-II (M2)</p> <p>Angulo de contacto (°)</p> <p>Recuperación mejorada</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vehículo</th> <th>Angulo de contacto (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M1</td> <td>110</td> </tr> <tr> <td>M3</td> <td>125</td> </tr> <tr> <td>M2</td> <td>113</td> </tr> </tbody> </table>	Vehículo	Angulo de contacto (°)	M1	110	M3	125	M2	113
Vehículo	Angulo de contacto (°)																	
M1	114																	
M3	115																	
M2	109																	
Vehículo	Angulo de contacto (°)																	
M1	110																	
M3	125																	
M2	113																	

Tabla 23: Fotografías tomadas con el Goniómetro Ossila en la toma del ángulo de contacto con cada muestra.

Saturación inicial, M1 como vehículo de Nanofluido					
Añejamiento	NFE [1% v/v]	SiO ₂ -I [0.1% p/p]	SiO ₂ -I [0.1% p/p] + NFE [1% v/v]	SiO ₂ -II [0.1% p/p]	SiO ₂ -II [0.1% p/p] + NFE [1% v/v]
M1	$\Theta=30.27^\circ$ 	$\Theta=74.32^\circ$ 	$\Theta=36.14^\circ$ 	$\Theta=91.70^\circ$ 	$\Theta=87.20^\circ$
M3	$\Theta=56.99^\circ$ 	$\Theta=79.32^\circ$ 	$\Theta=58.85^\circ$ 	$\Theta=87.42^\circ$ 	$\Theta=54.64^\circ$
M2	$\Theta=53.46^\circ$ 	$\Theta=80.10^\circ$ 	$\Theta=60.07^\circ$ 	$\Theta=76.96^\circ$ 	$\Theta=47.44^\circ$
Recuperación Secundaria con Salmuera M1					
M3	$\Theta=50.83^\circ$ 	$\Theta=81.86^\circ$ 	$\Theta=57.56^\circ$ 	$\Theta=84.55^\circ$ 	$\Theta=51.36^\circ$

Tabla 23: Fotografías tomadas con el Goniómetro Ossila en la toma del ángulo de contacto con cada muestra. Continuación

M2	$\Theta=35.08^\circ$ 	$\Theta=43.52^\circ$ 	$\Theta=16.20^\circ$ 	$\Theta=49.33^\circ$ 	$\Theta=55.08^\circ$ 
Recuperación Mejorada, gota de aceite					
M1	$\Theta=137.70^\circ$ 	$\Theta=133.47^\circ$ 	$\Theta=111.90^\circ$ 	$\Theta=121.27^\circ$ 	$\Theta=113.68^\circ$ 
M3	$\Theta=125.71^\circ$ 	$\Theta=110.94^\circ$ 	$\Theta=119.57^\circ$ 	$\Theta=112.89^\circ$ 	$\Theta=115.11^\circ$ 
M2	$\Theta=106.23^\circ$ 	$\Theta=117.10^\circ$ 	$\Theta=123.67^\circ$ 	$\Theta=122.01^\circ$ 	$\Theta=109.47^\circ$ 

Resultados prueba de imbibición

De acuerdo con los resultados obtenidos en la sección anterior se seleccionó el fluido base salmuera M1 con nanopartícula SiO_2 -I y surfactante. La muestra de roca se saturó empleando la celda de desplazamiento, en la Figura 31 se presenta el proceso de imbibición para la muestra de carbonato saturado con salmuera M1 (1,100 ppm) y aceite crudo extrapesado (10.1 °API) y lo ocurrido durante la prueba de imbibición espontánea.

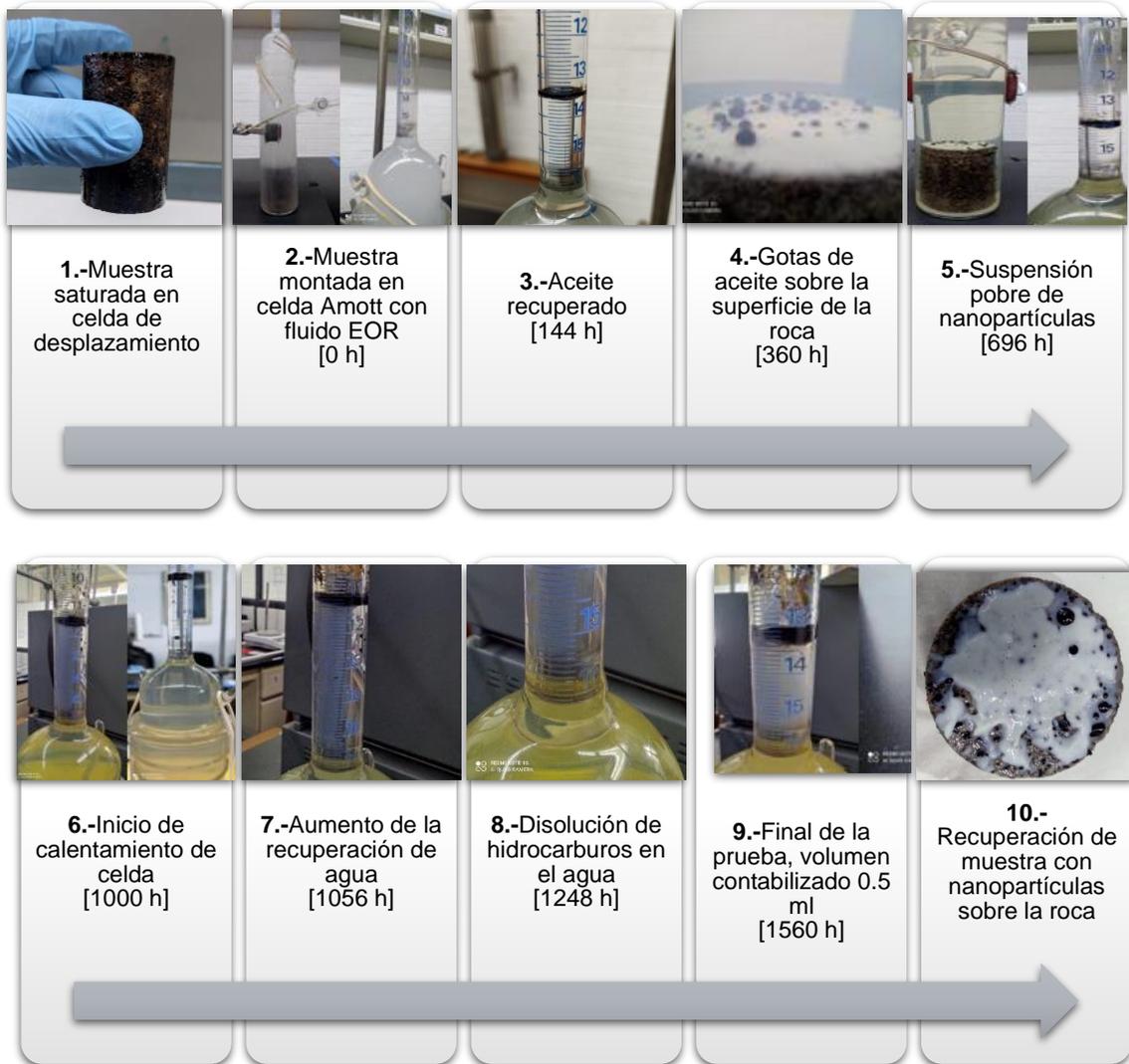


Figura 31: Histórico de la prueba de imbibición con SiO_2 + nanopartículas por horas.

1.- Con la muestra añejada en la celda de desplazamiento y estando en condiciones de saturación residual de aceite simulando el momento en que una recuperación mejorada implementa para aumentar el factor de recuperación de hidrocarburos se comienza con la evaluación del fluido EOR seleccionado para la mejora del factor de recuperación.

2.- Cargada la muestra y el fluido EOR podemos observar la capacidad de suspensión de las nanopartículas notando un color blanquecino en el fluido, esta capacidad de suspensión es un factor importante para el desempeño del fluido EOR debido a que la prueba durará aproximadamente 1500 h.

3.- Después cerca de 6 días fue posible contabilizar un total de 0.1 mL de aceite recuperado, se comienza a notar la precipitación de nanopartículas al fondo de la celda, esta precipitación comienza a obstruir los poros de la muestra impidiendo el desprendimiento de gotas de aceite hacia la superficie.

4.- Es visible la precipitación de nanopartículas sobre la muestra al igual que pequeñas gotas de aceite que comienzan a quedar atrapadas por la misma precipitación, aun se nota una cantidad considerable de nanopartículas suspendidas en la celda debido al color blanquecino del fluido.

5.- Alrededor de los 40 días la suspensión de nanopartículas es difícil de observar ya que la mayoría se encuentran sobre la muestra y al fondo de la celda, impidiendo la liberación de aceite.

6.- Se contabilizan 0.2 mL de aceite recuperado y el calentamiento de la celda comienza, se nota la liberación de algunas gotas de aceite después 5 h de haber iniciado este proceso y se deja la celda abierta para prevenir la sobrepresión debido al calentamiento

7.-El calentamiento de la celda incrementa la liberación de aceite y la cantidad de agua liberada contabilizada fue de alrededor de 3 ml, sin contar que al inicio de la prueba se dejó abierta la celda durante el calentamiento, teniendo pérdidas de agua por evaporación.

8.-El tono amarillento del fluido nos dice que fracciones solubles en agua del aceite se están liberando debido al calentamiento de la celda.

9.- El final de la prueba arroja un total de 0.5 ml de aceite recuperado.

10.- Al sacar la muestra de la celda se separaron, el aceite recuperado, el aceite atrapado en la muestra debido a nanopartículas y el aceite que no llegó superficie debido a componentes como asfaltenos o resinas que provocan su precipitación al fondo de la celda.

El uso de nanopartículas y su capacidad de suspensión dificulta su acción en la prueba de imbibición espontánea ya que después de 10 días se observó que gran parte de las nanopartículas se encontraban en el fondo de la celda y sobre la muestra, sumado esto el uso de un crudo pesado no favoreció la obtención de una gran cantidad de aceite además de que se encontraron otros problemas como que algunas gotas que se desprendían de la

muestra no subían por diferencia de densidad tal vez debido a la presencia de asfaltenos o resinas como se muestra en la Figura 32.

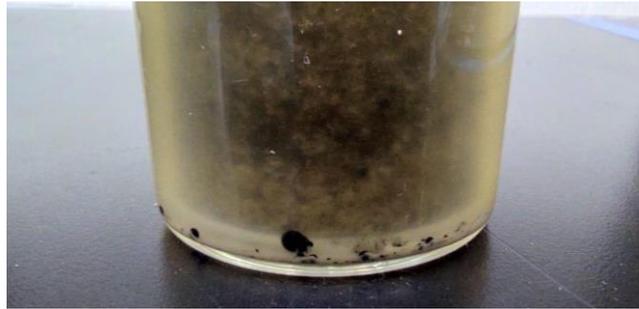


Figura 32: Hidrocarburo liberado en prueba de imbibición que no subió a superficie

Para cuantificar la cantidad de aceite liberado durante la prueba de imbibición se utilizaron los datos presentes en la Tabla 24. Si bien un total de 5.74% de recuperación de hidrocarburos no es un porcentaje alto se toma en cuenta que se trabajó con un aceite pesado y una prueba que se extendió durante alrededor de 65 días, como menciona (Aladasani & Baojun Bai, 2010) la imbibición espontánea en yacimientos carbonatados es muy lenta porque es un proceso impulsado por la gravedad además de que existe una baja eficiencia en el barrido volumétrico del surfactante en estos y por último la capacidad de suspensión de las nanopartículas tuvo un papel importante en su desempeño, lo que podemos rescatar es que el calentamiento de la celda aumentó más del doble el factor de recuperación inicial a condiciones estáticas.

Tabla 24: Resultado de prueba de imbibición

Prueba imbibición	Masa seco	Masa saturado	Masa aceite	Vo con aceite	VP	Φ_{EFF}	Vo aceite recuperado	FR (%)
20C	167.42 g	175.96 g	8.54 g	8.71 mL	8.54	11.91	0.2	2.29
40° C							0.3	3.45
Total								5.74

8 Conclusiones y recomendaciones

El uso de nanopartículas es favorable en la recuperación mejorada como en el cambio de mojabilidad observado en el primer experimento además en sinergia con el surfactante resulta de gran ayuda para el problema de la absorción del mismo a la roca, sin embargo con las condiciones con las que fue evaluado es difícil definir aceptación, que aunque en otros trabajos realizados por colegas de laboratorio han demostrado que es una opción viable en la recuperación de hidrocarburos, existen muchos factores que pueden alterar su comportamiento.

En este trabajo se pretendió y se alcanzó el objetivo de trabajar con una muestra añejada llegando a valores de mojabilidad intermedia con el proceso de añejamiento, y llevando las pruebas lo más cercano a la realidad con el uso de fluidos provenientes de campo y logrando tener una visión clara de los problemas que se pueden presentar cuando la práctica en ambientes controlados se lleva a la realidad, como se ha visto el desempeño de estos agentes en condiciones ideales muestra resultados satisfactorios, mientras que el uso de fluidos que han sufrido todo un proceso de explotación desde su descubrimiento ya sea por medio de la energía natural del yacimiento hasta el uso de recuperación secundaria y mejorada nos lleva a enfrentarnos con problemas que tal vez nunca podrían haber sido considerados hasta este momento, si bien no fueron los resultados que se esperaban se abre el camino a una investigación más grande en este rubro, con el uso de distintos surfactantes, un estudio más a fondo de las características de la roca ya que fue el único elemento que no fue extraído de campo, así como la evaluación de distintas combinaciones de surfactantes y nanopartículas para cada tipo de aceite que tenemos en el país y su comparación para obtener los mejores resultados.

En cuanto a la adsorción del surfactante se puede decir que la selección de roca fue la óptima, sin embargo, las nanopartículas al estar compuestas de silicio un mineral que tiene preferencia hacia los surfactantes no iónicos como es el caso y como se observó en la prueba del ángulo de contacto el surfactante solo con salmuera tenía valores más bajos que cuando se adicionan las nanopartículas si bien no aumentaba mucho si podría decirse que parte del surfactante estaba adsorbiéndose con las nanopartículas cumpliendo como otros autores mencionan como un agente de sacrificio.

El método de restauración y añejamiento utilizado en este trabajo sirvió para tratar con una muestra con condiciones y características de saturación similares a un campo maduro; sin embargo, debido a los periodos largos en la saturación de las muestras es posible que cuando éstas se saturaron con nanofluidos las nanopartículas no presentaron la capacidad de mantenerse suspendidas por largos periodos lo que resultó en que el efecto de las nanopartículas haya disminuido en ambos experimentos realizados. Debido a esto, el surfactante pudo actuar por más tiempo con las muestras de roca en comparación con las nanopartículas, por lo que se obtuvieron mejores resultados en la reducción del ángulo de contacto con la disolución sólo de surfactante en el caso del primer experimento.

Las recomendaciones son:

- Hacer un análisis y evaluación de la capacidad de suspensión de las nanopartículas de silicio con diversos surfactantes
- Comparar el efecto que tienen en el cambio de la mojabilidad otro tipo de nanopartículas
- Realizar pruebas de desplazamiento de nanofluidos a través de la celda LIRFFF
- Analizar la composición de los fluidos de campo e intentar extraer los contaminantes que puedan alterar las mediciones en laboratorio.
- Reducir el volumen de trabajo de la celda Amott
- Mejorar el sistema de calentamiento de la celda de desplazamiento.

- Evaluar la adsorción del surfactante en la muestra y como las nanopartículas ayudan en este problema.

9 Bibliografía

Abdallah Edmonton, W., Canadá, A., Buckley, J. S., Carnegie, A., Lumpur, K., Bernd, J. E., Muscat, H., Graue, A., Habashy, T., Seleznev, N., Signer, C., & Hussain, H. (2007). Los fundamentos de la mojabilidad. *Oildfield Review*, 48–67.

Agista, M. N., Guo, K., & Yu, Z. (2018). A State-of-the-Art Review of Nanoparticles Application in Petroleum with a Focus on Enhanced Oil Recovery. *Applied Sciences (Switzerland)*, 8(6). <https://doi.org/10.3390/app8060871>

Aladasani, A., & Baojun Bai. (2010). Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques. *Society of Petroleum Engineers*. <http://onepetro.org/SPEIOGCEC/proceedings-pdf/10IOGCEC/All-10IOGCEC/SPE-130726-MS/2342995/spe-130726-ms.pdf>

Ali, M. E., Rahman, M. M., Dhahi, T. S., Kashif, M., Sarkar, M. S., Basirun, W. J., Hamid, S. B. A., & Bhargava, S. K. (2016). Nanostructured Materials: Bioengineering Platforms for Sensing Nucleic Acids. In *Reference Module in Materials Science and Materials Engineering*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-803581-8.04075-3>

Amoo, L. M., & Layi Fagbenle, R. (2020). Advanced fluids - a review of nanofluid transport and its applications. In *Applications of Heat, Mass, and Fluid Boundary Layers* (pp. 281–382). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817949-9.00020-7>

Arguijo Muñoz, D. A. (2021). *Evaluación de Nanofluido para Recuperación Mejorada de Aceite*.

Ávila Luna, U. A. (2012). *Escalamiento de una prueba experimental para estimar la saturación residual de aceite, en la capa secundaria de un yacimiento naturalmente fracturado*. Facultad de Ingeniería UNAM.

Bagrezaie, M. A., & Pourafshary, P. (2015). Improvement of surfactant flooding performance by application of nanoparticles in sandstone reservoirs. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 58(2), 97–102. <https://doi.org/10.1627/jpi.58.97>

Binks, B. (2000). Influence of particle wettability on the type and stability of surfactant-free emulsions [Article]. *Langmuir: The ACS Journal of Surfaces and Colloids.*, 16(23), 8622–8631. <https://doi.org/info:doi/>

Bjornar Engeset. (2012). *The Potential of Hydrophilic Silica Nanoparticles for EOR Purposes*.

Chowdhury, S., Shrivastava, S., Kakati, A., & Sangwai, J. S. (2022). Comprehensive Review on the Role of Surfactants in the Chemical Enhanced Oil Recovery Process. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 61(1), 21–64. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.1c03301>

Cortés Martínez, O. (2013). *Aplicación de sistemas surfactantes espumados como proceso químico de recuperación mejorada, para incrementar la cantidad a recuperar del aceite*

remanente en la zona invadida por gas de un yacimiento naturalmente fracturado. Universidad Nacional Autónoma de México.

- Cuiec, L. (1995). *Wettability laboratory evaluation under reservoir conditions: a new apparatus*.
- Cuiec, L. E. (1975). Restoration of the Natural State of Core Samples. *Society of petroleum engineers of aime*. <http://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-pdf/75FM/All-75FM/SPE-5634-MS/2063797/spe-5634-ms.pdf/1>
- Delgado Linares, J. G., Bullón, J., & Salager, J. L. (2015). *Nanopartículas: fundamentos y aplicaciones*. Universidad de los Andes.
- Donaldson, E. C., Thomas, R. D., & Lorenz, P. B. (1969). *Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency*. <http://onepetro.org/spejournal/article-pdf/9/01/13/2153224/spe-2338-pa.pdf/1>
- Ealias, A. M., & Saravanakumar, M. P. (2017). A review on the classification, characterisation, synthesis of nanoparticles and their application. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 263(3). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/263/3/032019>
- Embid Droz, S. M. (1997). *Modeling Capillary Pressure and Relative Permeability for Systems with Heterogeneous Wettability*. The University of Texas at Austin.
- Farn, R. J. (2006). *Chemistry and technology of surfactants*. Blackwell Pub.
- Gao, C. (2007). Factors affecting particle retention in porous media. *Emirates Journal for Engineering Research*, 12(3), 1–7.
- García Contreras, A., & Castañeda Facio, A. (2020). *Obtención de Nanopartículas Metálicas Empleando Metodologías Verdes*.
- Gutiérrez Rengifo, M. E. del C., & Gaona Osorio, S. J. (2018). *Evaluación estática de la adsorción de un surfactante aniónico sobre una roca carbonatada en presencia de un agente de sacrificio*. Universidad Industrial de Santander.
- Humberto, F., & Macualo, E. (2012). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos* (Primera edición). Editorial Universidad Surcolombiana.
- Igartúa, D. (2020). Dendrímeros como nanotransportadores de drogas y como drogas per se. *Divulgatio. Perfiles Académicos de Posgrado*, 4(11), 48. <https://doi.org/10.48160/25913530di11.130>
- Khan, I., Saeed, K., & Khan, I. (2019). Nanoparticles: Properties, applications, and toxicities. In *Arabian Journal of Chemistry* (Vol. 12, Issue 7, pp. 908–931). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2017.05.011>
- Kumar, G., Behera, U. S., Mani, E., & Sangwai, J. S. (2022). Engineering the Wettability Alteration of Sandstone Using Surfactant-Assisted Functional Silica Nanofluids in Low-Salinity Seawater for Enhanced Oil Recovery. *Journal of the American Chemical Society*. <https://doi.org/10.1021/acseengineeringau.2c00007>

- Li, S., Hendrainingrat, L., & Torsaeter, O. (2013). Improved Oil Recovery by Hydrophilic Silica Nanoparticles Suspension: 2 Phase Flow Experimental Studies. *Internacional Petroleum Tecnology Conference* .
- Manrique, E., & Romero, J. (2010). *Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo*. <http://www.sec.gov/rules/final/finalarchive/finalarchive2008.shtml>
- Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., & Alvarado, V. (2010). *EOR: Current Status and Opportunities*. <http://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-pdf/10IOR/All-10IOR/SPE-130113-MS/1771110/spe-130113-ms.pdf/1>
- McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). Wettability and Wettability Tests. In *Developments in Petroleum Science* (Vol. 64, pp. 313–345). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63533-4.00007-X>
- Montaño Salazar, J. (2021). *Implicaciones de los iones calcio y magnesio en las propiedades reológicas de emulsiones para transporte del hidrocarburo* [Facultad de Ingeniería]. <https://doi.org/10.26226/morressier.5f6c5f439b74b699bf390ad9>
- Nabhani, N., Emami, M., & Moghadam, A. B. T. (2011). Application of nanotechnology and nanomaterials in oil and gas industry. *AIP Conference Proceedings*, 1415, 128–131. <https://doi.org/10.1063/1.3667238>
- Ogolo, N. A., Olafuyi, O. A., & Onyekonwu, M. O. (2012). *Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles*. 8–11.
- O.Roehl, P., & W. Choquette, P. (1985). *Carbonate Petroleum Reservoirs*.
- Pinzón Galvis, A. P. (2022). *Nanopartículas aplicadas a la extracción del petróleo en la Orinoquia Colombiana*. Universidad Nacional Abierta y a Distancia UNAD.
- R. O. Leach, O. R. Wagner, H. W. Wood, & C. F. Harpke. (1962). *A Laboratory and Field Study of Wettability Adjustment in Water Flooding*. 206–212. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/14/02/206/2213171/spe-119-pa.pdf/1>
- Rapoport, L. A., & Leas, W. J. (1951). Relative Permeability to Liquid In Liquid. Gas Systems. *Pertroleum Transactions, AIME*, 192, 83–98. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/3/03/83/2239035/spe-951083-g.pdf/1>
- Rezvani, H., Riazi, M., Tabaei, M., Kazemzadeh, Y., & Sharifi, M. (2018). Experimental investigation of interfacial properties in the EOR mechanisms by the novel synthesized Fe₃O₄@Chitosan nanocomposites. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 544, 15–27. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.02.012>
- Salager, J. L. (1991). *Uso de los surfactantes en la industria petrolera*.
- Salager, J.-L. (2002). *Surfactantes Tipos y Usos*.
- Salgado M., M., & Gonzalez V., L. A. (2005). *Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario*. Universidad Industrial de Santander.
- Shunhua, L. (2007). *Alkaline Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery Process*. Rice University.

- Smita, S., Gupta, S. K., Bartonova, A., Dusinska, M., Gutleb, A. C., & Rahman, Q. (2010). Nanoparticles in the environment: Assessment using the causal diagram approach. *Environmental Health: A Global Access Science Source*, 11(SUPPL.1). <https://doi.org/10.1186/1476-069X-11-S1-S13>
- SNF Floerger. (2016). *EOR*.
- Thomas, S. (2008). Enhanced oil recovery - An overview. *Oil and Gas Science and Technology*, 63(1 SPEC. ISS.), 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>
- Torrijos, I. D. P., Puntervold, T., Strand, S., Hopkins, P., Aslanidis, P., Yang, H. S., & Kinn, M. S. (2022). Reproducing Core Wettability in Laboratory Core Restorations and the Influence of Solvent Cleaning on Carbonate Wetting. *Society of Petroleum Engineers - SPE Conference at Oman Petroleum and Energy Show, OPES 2022*. <https://doi.org/10.2118/200160-MS>
- Universidad Blas Pascal. (2018). *Clasificación de Tensoactivos*.
- Wendel, D., Anderson, W., & Inc Meyers, C. J. (1987). *Restored-State Core Analysis for the Hutton Reservoir*. <http://onepetro.org/FE/article-pdf/2/04/509/2642161/spe-14298-pa.pdf>
- Zepeda, T. A., Díaz de León, N. J., Núñez, G. A., Olvera, O., & Fuentes, S. (2015). Nanocatalizadores para la producción de energías limpias. In *www.mundonano.unam.mx* | (Vol. 8, Issue 15). www.mundonano.unam.mx
- Zhao, M., Lv, W., Li, Y., Dai, C., Wang, X., Zhou, H., Zou, C., Gao, M., Zhang, Y., & Wu, Y. (2018). Study on the synergy between silica nanoparticles and surfactants for enhanced oil recovery during spontaneous imbibition. *Journal of Molecular Liquids*, 261, 373–378. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.04.034>
- Zhou, Y., Wu, X., Zhong, X., Sun, W., Pu, H., & Zhao, J. X. (2019). Surfactant-Augmented Functional Silica Nanoparticle Based Nanofluid for Enhanced Oil Recovery at High Temperature and Salinity. *ACS Applied Materials and Interfaces*, 11(49), 45763–45775. <https://doi.org/10.1021/acsami.9b16960>

10 Lista de figuras

Figura 1: Representación de la mojabilidad	8
Figura 2: Representación de zona de transición en la migración del petróleo	9
Figura 3: Representación de la distribución de fluidos en el yacimiento.....	10
Figura 4: Representación de la presión capilar	12
Figura 5: Esquematización de los métodos de recuperación mejorada.....	14
Figura 6: Molécula de Surfactante	15
Figura 7: Aplicaciones de los surfactantes en la industria petrolera	17
Figura 8: Ventajas y desventajas de surfactantes	18
Figura 9: Micrografías de nanopartículas de Ti, Fe, Ni, Al y Zn.....	20
Figura 11: Ventajas y desventajas del uso de nanopartículas.....	24
Figura 12: Mecanismos de captura de partículas.....	25
Figura 13: Representación del equipo Dean-Stark.....	27
Figura 15: Representación del ángulo de contacto	30
Figura 16: Goniómetro marca Ossila	36
Figura 17. Componentes de la celda de desplazamiento.....	37
Figura 18. Celda Amott	38
Figura 19: Diagrama de flujo para metodología experimental	40
Figura 20: Metodología de prueba de ángulo de contacto	42
Figura 21: Núcleo después de añejamiento en celda.....	43
Figura 22: Etapas de la prueba de imbibición en celda Amott.....	44
Figura 23: Resultados de ángulo de contacto de muestras control	46
Figura 24: Resultados de ángulo de contacto de muestras control	47
Figura 25: Ángulos de contacto tras saturación de las muestras	48
Figura 26: Medición de ángulo de contacto en muestras	49
Figura 27: Ángulos de contacto con gota de aceite después de simulación de recuperación mejorada	50
Figura 28: Resultados después añejamiento	51
Figura 29: Resultados después de simulación de recuperación secundaria con M2.....	52
Figura 30: Resultados de recuperación mejorada evaluados con gota de aceite	53
Figura 31: Histórico de la prueba de imbibición con SiO ₂ + nanopartículas por horas	59
Figura 32: Hidrocarburo que liberado en prueba de imbibición que no subió a superficie	61

11 Lista de tablas

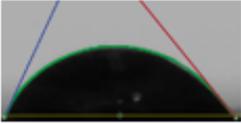
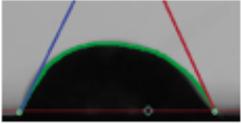
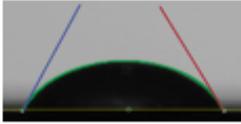
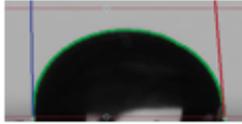
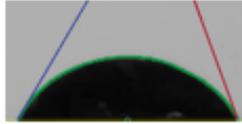
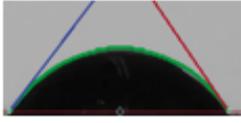
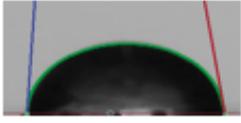
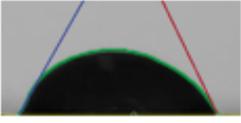
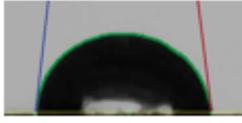
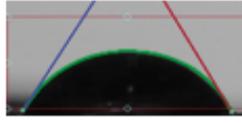
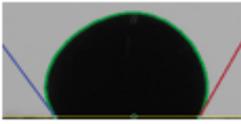
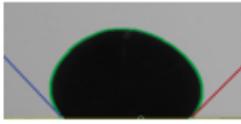
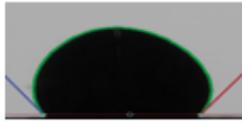
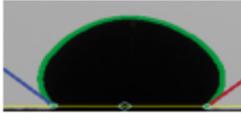
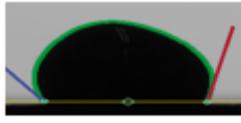
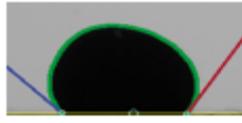
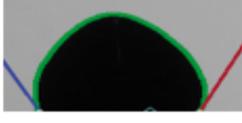
Tabla 1: Ejemplos de tensión superficial	10
Tabla 2: Tipos de surfactantes.....	16
Tabla 3: Clasificación por dimensión de los nanomateriales	19
Tabla 4: Disolventes más comunes.	28
Tabla 5: Trabajos realizados usando surfactantes	33
Tabla 6: Trabajos realizados usando nanopartículas	33
Tabla 7: Trabajos realizados usando combinación de surfactantes y nanopartículas.....	34

Tabla 8: Características del aceite	35
Tabla 9: Características de las salmueras M1, M2 y M3	35
Tabla 10: Características del surfactante	35
Tabla 11: Características de las nanopartículas.....	35
Tabla 12: Características de la roca.....	36
Tabla 13: Características de las muestras de roca	38
Tabla 14: Combinación de fluidos para las pruebas de ángulo de contacto	39
Tabla 15: Control para la medición de ángulo de contacto.....	41
Tabla 16: Metodología utilizada para la medición de ángulo de contacto.....	42
Tabla 17: Variables medidas para el añejamiento en celda de desplazamiento.....	43
Tabla 18: Proceso de añejamiento para prueba de imbibición en celda de desplazamiento	43
Tabla 20: Resultados después de añejamiento.....	54
Tabla 21: Resultados de recuperación secundaria	55
Tabla 22: Resultados después de recuperación mejorada.....	56
Tabla 23: Fotografías tomadas con el Goniómetro Ossila en la toma del ángulo de contacto con cada muestra	57
Tabla 24: Resultado de prueba de imbibición	61

12 Anexo

Fotografías de la toma de ángulos de contacto de la evaluación de fluidos EOR base M2

Saturación inicial, M2 como vehículo de Nanofluido					
Añejamiento	NFE [1% v/v]	SiO ₂ -I [0.1% p/p]	SiO ₂ -I [0.1% p/p] + NFE [1% v/v]	SiO ₂ -II [0.1% p/p]	SiO ₂ -II [0.1% p/p] + NFE [1% v/v]
M1	$\Theta=65.28^\circ$ 	$\Theta=85.23^\circ$ 	$\Theta=64.68^\circ$ 	$\Theta=93.86^\circ$ 	$\Theta=73.14^\circ$
M3	$\Theta=60.94^\circ$ 	$\Theta=109.01^\circ$ 	$\Theta=61.53^\circ$ 	$\Theta=94.81^\circ$ 	$\Theta=56.90^\circ$
M2	$\Theta=59.48^\circ$ 	$\Theta=79.42^\circ$ 	$\Theta=62.59^\circ$ 	$\Theta=93.74^\circ$ 	$\Theta=68.11^\circ$
Recuperación Secundaria con Salmuera M1					

M3	$\Theta=58.91^\circ$ 	$\Theta=61.79^\circ$ 	$\Theta=61.85^\circ$ 	$\Theta=78.69^\circ$ 	$\Theta=62.22^\circ$ 
M2	$\Theta=43.61^\circ$ 	$\Theta=54.34^\circ$ 	$\Theta=58.48^\circ$ 	$\Theta=70.61^\circ$ 	$\Theta=58.58^\circ$ 
Recuperación Mejorada, gota de aceite					
M1	$\Theta=110.52^\circ$ 	$\Theta=122.74^\circ$ 	$\Theta=121.72^\circ$ 	$\Theta=106.07^\circ$ 	$\Theta=109.89^\circ$ 
M3	$\Theta=101.36^\circ$ 	$\Theta=117.42^\circ$ 	$\Theta=110.80^\circ$ 	$\Theta=118.89^\circ$ 	$\Theta=125.19^\circ$ 
M2	$\Theta=117.92^\circ$ 	$\Theta=117.37^\circ$ 	$\Theta=107.21^\circ$ 	$\Theta=120.63^\circ$ 	$\Theta=112.96^\circ$ 

Resultados primera medición de Ángulo de contacto en muestras añejadas con M1, M2 y M3(50/50) evaluadas con fluidos EOR de base M1

M1																										
Medición	1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I + 1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE					
	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	
Ángulo de contacto	1 inicio	18.77	24.83	21.8	0.35	0.36	60.99	60.37	60.68	0.44	0.85	44.26	43.11	43.68	0.47	0.55	96.72	89.73	93.22	0.35	0.40	85.28	80.14	82.71	0.39	0.41
	2 inicio	30.19	15.78	22.99	0.63	0.51	60.72	74.49	67.61	0.57	2.04	76.04	84.09	80.06	0.47	0.37	88.57	95.59	92.08	0.45	0.71	81.38	76.5	78.94	0.37	0.39
	3 inicio	42.57	49.46	46.02	0.73	0.68	95.96	93.41	94.68	0.40	0.35	32.24	24.95	28.59	0.38	0.35	94.27	89.26	91.76	0.36	0.38	93.73	84.23	88.98	0.35	0.45
	4 inicio																94.56	93.95	94.25	0.44	0.42	92.37	89.6	90.98	0.39	0.37
	5 inicio																88.55	85.87	87.21	0.40	0.53	96.18	92.66	94.42	0.36	0.60
	Promedio	30.27					74.32					50.78					91.70					87.21				
	1 final	7.13	3.19	5.16	0.43	0.33	42.2	43.55	42.88	0.63	0.72	24.89	13.44	19.17	0.41	0.40	75.36	84.8	80.08	0.42	0.33	62.84	49.72	56.28	0.55	0.54
	2 final	8.2	6.49	7.35	0.40	0.33	58.51	50.62	54.57	0.54	0.78	29.71	21.58	25.65	0.41	0.37	83.07	89.7	86.39	0.85	0.41	45.74	45.33	45.54	0.47	0.46
	3 final	20.07	23.54	21.81	0.32	0.69	73.09	81.3	77.19	0.41	0.40	14.77	16.4	15.58	0.33	0.32	93.04	76.07	84.55	0.42	0.46	63.22	59.27	61.24	0.43	0.43
	4 final																86.93	80.26	83.59	0.39	0.38	75.68	78.58	77.13	0.42	0.47
	5 final																89.39	80.42	84.9	0.48	0.42	75.23	73.28	74.26	0.39	0.35
Promedio	11.44					58.21					20.13					83.90					62.89					

50/50																										
Medición	1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I + 1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE					
	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	
Ángulo de contacto	1 inicio	65.84	70.17	68.01	0.37	0.66	80.88	82	81.44	0.43	0.44	55.79	63.34	59.56	0.53	0.72	78.41	96.86	87.63	0.82	0.45	56.68	51.67	54.17	0.60	0.72
	2 inicio	53.89	57.68	55.79	0.62	0.40	73.73	77.15	75.44	0.44	0.52	50.76	61.97	56.37	0.56	0.58	94.82	94.83	94.82	0.60	0.51	55.34	49.25	52.3	0.97	0.60
	3 inicio	56.39	50.59	53.49	0.55	0.71	80.51	81.71	81.11	0.48	0.45	58.95	55.41	57.18	0.58	0.87	78.87	93.08	85.98	0.61	0.59	55.72	51.79	53.76	0.54	0.81
	4 inicio	53.85	52.13	52.99	0.63	0.76	70.27	70.11	70.19	0.42	0.60	62.57	55.16	58.87	0.42	0.40	94.89	89.87	92.38	0.41	0.61	55.71	52.16	53.94	0.65	0.76
	5 inicio	56.71	52.69	54.7	0.58	0.49	83.84	93.04	88.44	0.42	0.60	60.94	63.6	62.27	0.79	0.76	79.99	72.58	76.28	0.41	0.46	63.62	54.47	59.05	0.63	0.58
	Promedio	57.00					79.32					58.85					87.42					54.64				
	1 final	39.24	28.15	33.7	0.96	0.72	77.77	71.67	74.72	0.43	1.62	23.99	25.15	24.57	0.40	0.37	72.22	76.18	74.2	0.42	0.52	43.45	36.22	39.83	0.50	0.47
	2 final	24.35	30.3	27.33	0.38	0.43	56.69	61.72	59.21	0.58	0.39	21.94	26.7	24.32	0.35	0.36	70.18	71.42	70.8	0.41	0.55	32.84	28.25	30.55	0.40	0.55
	3 final	25.67	34.35	30.01	0.64	0.43	72.3	73.36	72.83	0.45	0.65	31.75	34.41	33.08	0.39	0.40	58.44	45.17	51.81	0.35	0.82	19.39	31.71	25.55	0.38	0.39
	4 final	29.32	30.27	29.79	0.40	0.37	48.94	43.82	46.38	0.52	0.60	28.73	32.31	30.52	0.39	0.47	59.54	65.17	62.36	0.43	0.62	37.24	30.68	33.96	0.43	0.56
	5 final	29.82	27.27	28.55	0.41	0.40	68.88	86.85	77.87	0.54	0.36	25.21	28.95	27.08	0.37	0.38	68.82	71.13	69.97	0.41	0.68	42.19	40.97	41.58	0.48	0.51
Promedio	29.88					66.20					27.91					65.83					34.29					

M2																											
Medición		1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I + 1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE					
		L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	
Ángulo de contacto	1 inicio	60.33	51.51	55.92	0.93	0.85	76.83	76.5	76.67	0.55	0.96	52.77	72.91	62.84	0.46	0.36	77.18	79.36	78.27	0.40	0.36	21.57	38.81	30.19	0.39	0.64	
	2 inicio	47.94	48.68	48.31	1.53	1.04	75.38	79.09	77.24	0.49	0.38	60.38	56.51	58.44	0.48	0.44	79.01	94.58	86.8	0.60	0.40	37.44	38.9	38.17	0.42	0.42	
	3 inicio	63.03	54.18	58.6	0.78	0.52	95.98	76.77	86.38	0.36	0.66	62.09	55.79	58.94	0.74	0.55	84.38	79.82	82.1	0.32	0.37	53.87	53.48	53.68	0.65	0.53	
	4 inicio																										
	5 inicio																										
	Promedio	54.28					80.10					60.07					76.97					47.45					
	1 final	8.69	10.35	9.52	0.35	0.35	49.04	59.42	54.72	0.67	0.51	10.7	27.84	19.27	0.34	0.38	9.74	7.53	8.63	0.46	0.31	3.44	16.66	10.05	0.34	0.09	
	2 final	2.21	9.45	5.83	0.32	0.34	68.09	56.66	62.38	0.47	0.40	31.88	46.78	39.33	0.39	0.67	3.97	12.07	8.02	0.44	0.35	11.45	9.68	10.56	0.38	0.05	
	3 final	27.25	28.94	28.09	0.34	0.44	34.72	44.86	39.79	0.69	0.50	19.13	5.56	12.34	0.45	0.40	3.76	11.44	7.6	0.34	0.57	14.8	17.2	16	0.82	0.39	
	4 final																										
5 final																											
Promedio	14.48					52.30					23.65					8.23					11.56						

Resultados simulación de recuperación secundaria, medición de Ángulo de contacto en muestras añejadas con M2 y M3(50/50) evaluadas con fluidos EOR de base M1

50/50																										
Medición		1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I + 1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE				
		L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE
Ángulo de contacto	1 inicio	65.54	64.27	64.91	0.67	0.46	80.77	80.49	80.63	0.77	0.50	57.59	60.08	58.83	0.52	0.54	83.40	80.12	81.76	0.44	0.44	52.71	50.83	51.77	0.56	0.51
	2 inicio	47.04	53.4	50.22	0.58	0.63	82.69	79.17	80.93	0.86	3.31	54.53	61.90	58.22	0.61	0.43	82.86	86.33	84.60	0.46	0.41	47.93	57.71	52.82	0.53	1.25
	3 inicio	58.71	50.35	54.53	0.81	0.64	89.42	69.59	79.5	0.73	0.75	56.82	52.98	54.90	0.60	0.49	87.54	82.36	84.95	0.38	0.48	57.66	43.57	50.61	0.62	0.56
	4 inicio	36.35	49.28	42.82	0.73	0.88	91.13	82.34	86.74	0.41	0.40	65.84	56.76	61.30	0.39	0.44	80.22	82.67	81.45	0.74	0.40	54.29	52.07	53.18	0.55	0.60
	5 inicio	43.06	40.36	41.71	0.48	0.48	76.15	84.2	80.18	0.49	0.49	55.92	53.16	54.54	0.52	0.50	86.30	93.73	90.01	0.33	0.48	48.36	48.49	48.42	0.67	0.65
	Promedio	50.84					81.60					57.56					84.55					51.36				
	1 final	17.58	19.82	18.7	0.52	0.47	78.19	82.45	80.32	0.41	0.37	33.99	33.60	33.80	0.53	0.40	75.98	78.70	77.34	0.49	0.40	30.34	21.15	25.74	0.47	0.37
	2 final	10.43	13.5	11.96	0.55	0.52	81.94	71.83	76.88	0.44	0.55	20.46	20.43	20.44	0.35	0.33	79.22	71.04	75.13	0.38	0.37	29.72	21.01	25.37	0.56	0.46
	3 final	33.84	42.54	38.19	0.40	0.45	80.89	68.85	74.87	0.77	0.77	26.10	30.97	28.53	0.98	0.45	79.84	81.80	80.82	0.42	0.42	29.21	24.61	26.91	0.47	0.38
	4 final	14.84	18.17	16.5	0.39	0.65	81.68	72.32	77	0.35	0.50	43.42	35.99	39.71	0.42	0.42	75.62	80.56	78.09	0.61	0.41	23.21	34.14	28.67	0.84	0.49
5 final	26.23	19.44	22.83	0.62	0.58	74.58	74.67	74.62	0.44	0.53	34.36	38.00	36.18	0.47	0.41	59.11	74.48	66.79	0.63	0.49	37.91	12.99	25.45	0.34	0.36	
Promedio	21.64					76.74					31.73					75.63					26.43					

M2																										
Medición	1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I +1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE					
	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	
Ángulo de contacto	1 inicio	35.69	37.88	36.78	0.48	0.48	52.13	41.09	46.61	2.40	0.55	19.31	19.18	19.24	0.42	0.49	79.52	60.61	70.07	0.38	0.94	48.22	60.72	54.47	0.52	0.55
	2 inicio	34.02	36	35.01	0.46	0.62	37.30	46.37	41.84	0.45	0.77	18.18	19.46	18.82	0.26	0.33	39.88	36.81	38.35	0.55	0.67	55.91	60.36	58.14	0.53	0.55
	3 inicio	40.73	37.1	38.92	1.26	0.53	36.16	49.49	42.82	0.48	0.80	6.00	9.50	7.75	0.48	0.38	17.95	22.42	20.18	0.64	0.41	64.08	57.97	61.02	0.57	0.54
	4 inicio	23.08	33.32	28.2	0.44	0.45	60.03	48.31	54.17	0.63	0.77	19.13	21.74	20.44	0.34	0.35	68.15	55.04	61.59	0.37	0.53	49.40	50.59	50.00	0.87	0.56
	5 inicio	40.49	32.44	36.47	0.72	0.43	35.42	28.88	32.15	0.42	0.45	16.08	13.42	14.75	0.31	0.35	58.33	54.57	56.45	0.65	0.53	57.94	45.66	51.80	0.54	0.65
	Promedio	35.08					43.52					16.20					49.33					55.09				
	1 final	6.05	7.37	6.71	0.31	0.37	13.73	8.78	11.26	0.33	0.32	7.63	8.61	8.12	0.44	0.42	21.14	12.87	17.00	0.37	0.94	23.15	8.34	15.75	0.40	0.44
	2 final	25.93	21.9	23.92	0.40	0.51	7.28	6.79	7.03	0.33	0.38	7.60	7.26	7.43	0.33	0.36	9.91	7.55	8.73	0.36	0.35	19.84	13.89	16.87	0.37	0.41
	3 final	6.84	6.46	6.65	0.51	0.43	8.66	6.91	7.78	0.41	0.39	4.84	4.14	4.49	0.36	0.38	6.22	8.73	7.48	0.41	0.36	18.60	3.72	11.16	0.34	0.47
	4 final	6.67	9.25	7.96	0.38	0.42	13.78	8.73	11.26	0.36	0.38	12.22	5.81	9.01	0.31	0.31	17.69	6.42	12.06	0.36	0.42	16.36	5.76	11.06	0.38	0.34
5 final	6.68	7.73	7.21	0.45	0.45	9.20	14.20	11.70	0.36	0.32	10.27	5.85	8.06	0.44	0.38	13.43	8.69	11.06	0.37	0.33	12.10	9.38	10.74	0.36	0.77	
Promedio	10.49					9.81					7.42					11.27					13.12					

Resultados simulación de recuperación mejorada, medición de Ángulo de contacto en muestras añejadas con M1, M2 y M3(50/50) evaluadas con gota de aceite

M1																										
Medición	1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I +1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE					
	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	
Ángulo de contacto	1 inicio	111.76	115.76	113.76	2.20	2.64	137.76	134.21	135.99	0.63	0.41	106.79	103.74	105.27	0.56	0.60	120.21	117.18	118.69	0.57	0.86	115.93	118.49	117.21	0.59	0.62
	2 inicio	155.26	157.06	156.16	0.83	0.83	102.22	120.51	111.36	0.87	0.28	116.81	116.53	116.67	0.65	0.55	125.78	131.50	128.64	0.63	0.57	120.09	108.91	114.50	0.57	0.51
	3 inicio	142.69	143.66	143.17	0.67	0.69	148.75	157.37	153.06	0.68	0.76	118.35	105.22	111.78	0.51	2.68	120.99	119.65	120.32	0.74	0.87	114.59	114.17	114.38	0.57	0.88
	4 inicio																									
	5 inicio																									
	Promedio	137.70					133.47					111.24					121.27					113.69				
	1 final	75.63	90.03	82.83	0.43	0.39	76.37	76.00	76.18	0.37	0.40	28.65	25.11	26.88	0.34	1.41	85.04	84.02	84.53	0.38	0.43	92.24	91.74	91.99	0.38	0.41
	2 final	53.92	45.78	49.85	0.55	0.58	60.79	62.37	61.58	0.58	0.95	64.40	65.62	65.01	0.39	0.37	113.01	105.06	109.04	0.34	0.44	97.84	90.83	94.34	0.40	0.43
	3 final	54.37	59.67	57.02	0.27	0.71	68.03	71.22	69.63	0.30	0.55	57.94	59.64	58.79	0.57	0.52	103.06	98.69	100.87	0.37	0.44	78.16	86.08	82.12	0.42	0.36
	4 final																									
5 final																										
Promedio	63.23					69.13					50.23					99.46					86.76					

50/50																										
Medición		1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I + 1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE				
		L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE
Ángulo de contacto	1 inicio	113.35	112.97	113.16	0.83	0.84	105.54	102.72	104.13	0.59	0.82	101.43	122.29	111.86	0.65	0.34	109.67	135.62	122.64	0.77	0.78	116.02	113.10	114.56	0.64	0.66
	2 inicio	135.96	124.86	130.41	0.60	0.73	105.21	112.88	109.04	0.79	0.52	104.44	119.65	112.05	0.64	0.51	109.22	107.14	108.18	0.37	0.70	121.96	119.53	120.75	0.56	0.52
	3 inicio	136.7	132.41	134.56	0.73	0.67	116.74	111.51	114.13	0.86	0.73	121.63	125.05	123.34	0.84	0.52	111.22	114.66	112.94	0.46	0.57	115.94	112.31	114.12	0.49	0.54
	4 inicio	132.11	117.64	124.88	0.59	0.79	123.37	136.65	130.01	0.76	0.84	121.89	117.15	119.52	0.79	0.44	101.90	105.95	103.93	0.61	0.92	107.25	108.90	108.08	0.51	0.58
	5 inicio	132.98	116.13	124.55	0.49	0.79	101.21	93.56	97.38	0.80	0.58	126.05	136.12	131.08	0.62	0.67	106.57	126.97	116.77	0.85	0.53	116.66	119.45	118.06	0.56	0.62
	Promedio	125.51					110.94					119.57					112.89					115.11				
	1 final	79.4	72.77	76.08	0.33	0.39	67.21	59.15	63.18	0.36	0.61	78.52	90.50	84.51	0.44	0.38	68.29	73.28	70.78	0.38	0.38	78.79	86.47	82.63	0.43	0.48
	2 final	88.52	71.3	79.91	0.36	0.50	70.42	71.88	71.15	0.40	0.40	76.49	77.17	76.83	0.45	0.39	60.18	70.70	65.44	0.49	0.44	74.85	73.18	74.02	0.35	0.41
	3 final	88	86.12	87.06	0.35	0.46	76.65	81.90	79.27	0.40	0.36	76.01	71.83	73.92	0.42	0.44	70.84	73.25	72.04	0.37	0.39	62.81	58.09	60.45	0.52	0.50
	4 final	70.91	69.39	70.15	0.39	0.50	71.01	73.20	72.11	0.40	0.41	77.38	77.14	77.26	0.35	0.39	62.64	66.86	64.75	0.39	0.42	55.74	56.80	56.27	0.53	0.55
5 final	74.59	69.81	72.20	0.34	0.39	65.38	58.27	61.83	0.49	0.66	82.53	94.79	88.66	0.38	0.33	69.40	75.08	72.24	0.63	0.52	82.76	90.42	86.59	0.44	0.40	
Promedio	77.08					69.51					80.24					69.05					71.99					

M2																										
Medición		1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I + 1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE				
		L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE
Ángulo de contacto	1 inicio	99.2	106.29	102.75	0.51	0.50	93.82	101.43	97.63	0.46	0.56	122.82	118.49	120.66	0.45	0.84	123.06	126.70	124.88	0.53	0.59	99.30	107.90	103.60	0.97	0.72
	2 inicio	88.49	121.09	104.79	0.48	0.47	120.15	122.83	121.49	0.42	0.41	128.83	128.26	128.55	0.42	0.45	123.49	126.39	124.94	0.67	0.80	100.14	105.57	102.85	0.80	0.82
	3 inicio	134.86	123.47	129.17	0.50	0.50	116.16	124.46	120.31	0.49	0.45	121.35	134.31	127.83	0.69	0.50	105.54	125.08	115.31	1.00	0.88	125.44	118.11	121.78	0.83	0.54
	4 inicio	83.08	93.32	88.20	0.44	0.45	126.83	136.42	131.62	0.56	0.53	120.94	113.57	117.25	0.68	0.64	120.15	113.94	117.04	0.80	0.55	121.36	100.88	111.12	0.60	0.96
	5 inicio	121.19	91.29	106.24	0.54	0.43	112.21	116.74	114.47	0.53	0.55	123.71	124.44	124.07	0.50	0.54	120.47	135.33	127.90	0.76	0.67	115.36	100.65	108.00	0.45	0.78
	Promedio	106.23					117.10					123.67					122.01					109.47				
	1 final	11.07	10.48	10.78	0.39	0.42	65.40	52.40	58.90	0.31	0.44	67.73	59.14	63.44	0.48	0.60	87.04	95.02	91.03	0.40	0.37	57.64	66.88	62.26	0.77	0.79
	2 final	22.52	18.68	20.60	0.45	0.55	62.78	73.50	68.14	0.62	0.38	57.48	60.58	59.03	0.40	0.66	86.84	90.10	88.47	0.35	0.45	57.21	66.55	61.88	0.85	0.81
	3 final	11.87	4.37	8.12	0.46	0.52	70.60	68.41	69.51	0.42	0.38	55.22	56.04	55.63	0.66	0.70	68.41	79.52	73.97	0.42	0.39	74.18	74.25	74.22	0.36	0.42
	4 final	11.43	12.1	11.77	0.38	0.41	58.88	55.01	56.95	0.54	0.69	62.20	64.00	63.10	0.56	0.33	84.14	82.56	83.35	0.36	0.39	75.97	72.91	74.44	0.41	0.39
5 final	10.62	9.79	10.21	0.41	0.39	56.23	54.50	55.36	0.84	0.80	70.43	79.49	74.96	0.42	0.35	88.75	86.31	87.53	0.38	0.40	73.56	74.94	74.25	0.40	0.36	
Promedio	12.29					61.77					63.23					84.87					69.41					

Resultados primera medición de Ángulo de contacto en muestras añejadas con M1, M2 y M3(50/50) evaluadas con fluidos EOR de base M2

M1																										
Medición	1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I + 1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE					
	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	
Ángulo de contacto	1 inicio	60.52	73.51	67.01	1.00	0.42	89.27	85.43	87.35	0.62	0.42	68.14	71.90	70.02	0.35	0.55	85.29	85.96	85.62	0.37	0.38	68.46	75.68	72.09	0.51	0.39
	2 inicio	74.27	67.63	70.95	0.42	0.41	82.90	82.89	82.90	0.35	0.50	66.30	60.06	63.18	0.50	0.47	98.63	99.51	99.07	0.40	0.59	77.00	75.17	76.08	0.49	0.42
	3 inicio	65.64	64.53	65.08	0.41	0.46	92.90	74.26	83.58	0.58	0.58	64.43	63.62	64.03	0.54	0.44	105.95	100.14	103.04	0.37	0.33	70.21	71.14	70.67	0.49	0.39
	4 inicio	68.95	52.31	60.03	0.36	0.56	83.97	86.50	85.23	0.49	0.32	63.02	61.92	62.47	0.34	0.42	92.25	79.63	85.94	0.43	0.44	82.94	66.45	74.69	0.49	0.53
	5 inicio	61.85	64.57	63.36	0.48	0.41	85.13	89.14	87.13	0.37	0.37	61.50	65.92	63.71	0.44	0.38	96.28	94.98	95.63	0.34	0.36	76.44	67.98	72.21	0.50	0.38
	Promedio	65.29					85.24					64.68					93.86					73.15				
	1 final	8.26	21.94	15.10	0.34	0.56	81.57	80.36	80.96	0.43	0.37	26.30	30.76	28.53	0.37	0.39	68.21	67.99	68.10	0.50	0.52	23.93	27.79	25.86	0.36	0.37
	2 final	7.37	9.24	8.31	0.31	0.35	65.34	47.19	56.25	0.82	0.53	31.39	23.86	27.63	0.39	0.38	68.01	72.21	70.11	0.52	0.44	22.17	27.73	24.95	0.36	0.51
	3 final	23.56	7.97	15.77	0.52	0.34	53.03	25.29	39.16	0.54	0.40	34.69	33.02	33.86	0.44	0.51	57.09	43.15	50.12	0.68	0.49	31.12	20.10	25.61	0.43	0.57
	4 final	21.83	11.06	16.45	0.51	0.35	82.66	80.91	81.78	0.42	0.41	36.91	35.44	36.17	0.43	0.41	57.90	47.20	52.55	0.71	0.71	27.17	23.84	25.51	0.37	0.38
	5 final	17.48	16.39	16.93	0.59	0.37	71.07	70.18	70.63	0.39	0.40	22.97	14.53	18.75	0.36	0.34	83.35	83.97	83.66	0.36	0.38	23.06	26.60	24.83	0.44	0.44
Promedio	14.51					65.76					28.99					64.91					25.35					

50/50																										
Medición	1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I + 1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE					
	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	
Ángulo de contacto	1 inicio	66.11	64.00	65.05	0.48	0.69	101.78	100.96	101.37	0.62	0.41	60.98	59.60	60.24	0.43	0.38	93.95	99.27	96.61	0.51	0.53	57.65	62.11	59.88	0.42	0.34
	2 inicio	61.51	57.10	59.30	0.36	0.56	109.62	99.23	104.43	0.42	0.36	65.61	56.21	60.91	0.39	0.72	94.03	91.49	92.76	0.42	0.41	51.10	56.01	53.55	0.65	0.54
	3 inicio	62.30	66.34	64.32	0.54	0.32	122.92	109.61	116.27	0.41	0.38	61.37	67.37	64.37	0.45	0.40	97.85	100.34	99.09	0.41	0.36	63.10	53.69	58.40	0.43	0.56
	4 inicio	54.70	58.90	56.80	0.47	0.58	115.26	120.15	117.71	0.33	0.42	65.16	60.50	62.83	0.38	0.41	95.84	89.77	92.81	0.37	0.41	60.48	47.48	53.98	0.55	0.65
	5 inicio	61.37	57.07	59.22	0.41	0.44	106.93	103.64	105.28	0.38	0.36	56.46	62.12	59.29	0.48	0.43	89.70	95.83	92.76	0.39	0.34	65.70	51.71	58.71	0.43	0.76
	Promedio	60.94					109.01					61.53					94.81					56.90				
	1 final	11.90	11.65	11.77	0.37	0.57	80.78	83.02	81.90	0.38	0.56	28.83	25.55	27.19	0.41	0.40	51.26	44.37	47.81	0.54	0.55	11.77	8.53	10.15	0.35	0.37
	2 final	12.93	10.19	11.56	0.39	0.37	80.67	86.32	83.50	0.41	0.33	33.72	30.39	32.06	0.74	0.40	37.75	41.77	39.76	0.66	0.45	13.26	9.21	11.23	0.33	0.44
	3 final	6.93	13.87	10.40	0.38	0.36	91.68	67.75	79.72	0.30	0.51	27.34	30.63	28.98	0.53	0.43	74.80	56.01	65.41	0.39	0.57	10.12	15.76	12.94	0.37	0.39
	4 final	17.87	14.41	16.14	0.68	0.47	73.06	65.23	69.15	0.32	0.43	36.89	36.70	36.79	0.44	0.51	59.47	71.09	65.28	0.51	0.64	15.37	12.58	13.98	0.33	0.39
	5 final	36.84	34.42	35.63	0.43	0.42	70.33	72.11	71.22	0.46	0.36	25.15	16.48	20.82	0.37	0.35	66.72	73.06	69.89	0.44	0.38	14.42	9.99	12.20	0.34	0.39
Promedio	17.10					77.10					29.17					57.63					12.10					

M2																										
Medición	1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I + 1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE					
	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	
Ángulo de contacto	1 inicio	59.26	60.72	59.99	0.45	0.52	77.88	70.82	74.10	0.34	0.48	55.60	63.72	59.66	0.47	0.49	89.55	91.19	90.37	0.54	0.47	62.62	69.61	66.12	0.34	0.46
	2 inicio	58.74	61.11	59.92	0.56	0.49	72.57	71.68	72.12	0.71	0.70	62.87	62.78	62.83	0.65	0.64	93.95	97.18	95.57	0.42	0.37	72.30	89.87	81.08	0.44	0.42
	3 inicio	55.04	59.52	57.28	0.82	0.59	84.76	76.65	80.66	0.38	0.49	63.82	60.75	62.28	0.37	0.48	95.83	102.90	99.37	0.38	0.34	68.43	65.51	66.97	0.47	0.76
	4 inicio	57.59	63.58	60.58	0.44	0.82	79.63	86.98	83.30	0.70	0.40	71.21	55.63	63.42	0.39	0.66	94.50	87.30	90.90	0.35	0.44	68.81	67.29	68.05	0.37	0.41
	5 inicio	60.10	59.20	59.65	0.51	0.59	83.25	90.65	86.95	0.41	0.37	67.26	62.29	64.77	0.38	0.47	94.00	91.03	92.51	0.61	0.49	55.79	60.85	58.32	0.92	0.62
	Promedio	59.48					79.43					62.59					93.74					68.11				
	1 final	32.54	37.20	34.87	0.48	0.90	52.41	45.88	49.14	0.50	0.54	20.21	37.01	28.61	0.43	0.44	87.18	90.56	88.87	0.36	0.47	12.84	13.00	12.92	0.39	0.37
	2 final	38.56	45.54	42.05	0.46	0.81	38.46	50.39	44.43	0.53	0.53	13.14	10.95	12.05	0.63	0.48	68.73	73.64	71.19	0.43	0.38	17.31	11.23	14.27	0.86	0.34
	3 final	37.14	34.11	35.62	0.68	0.53	50.28	49.44	49.86	0.47	0.48	28.89	31.60	30.25	0.54	0.39	80.41	84.15	82.28	0.35	0.38	29.33	33.87	31.60	0.47	0.67
	4 final	26.83	30.49	28.66	0.42	0.44	49.53	49.53	49.53	0.46	0.47	33.85	30.96	32.41	0.41	0.41	83.82	80.15	81.99	0.38	0.49	23.80	40.14	31.97	0.38	0.40
	5 final	38.73	36.58	37.65	0.44	0.61	50.18	50.22	50.20	0.50	0.49	38.52	32.68	35.60	0.42	0.42	68.77	76.70	72.74	0.41	0.36	16.00	24.21	20.34	0.34	0.40
Promedio	35.77					48.63					27.78					79.41					22.22					

Resultados simulación de recuperación secundaria, medición de Ángulo de contacto en muestras añejadas con M2 y M3(50/50) evaluadas con fluidos EOR de base M2

50/50 ppm																										
Medición	1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I + 1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE					
	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	
Ángulo de contacto	1 inicio	65.11	50.93	58.02	0.35	0.48	56.79	58.58	57.69	0.54	0.58	68.35	65.79	67.07	0.44	0.39	59.70	41.81	50.75	0.42	0.91	60.59	69.08	64.83	0.41	0.52
	2 inicio	55.11	62.90	59.01	0.53	0.60	58.41	65.82	62.11	0.53	0.67	68.18	68.15	68.17	0.45	0.35	86.84	87.73	87.28	0.30	0.44	60.12	57.47	58.80	0.75	0.55
	3 inicio	55.62	61.61	58.61	0.50	0.66	59.41	64.78	62.10	0.54	0.37	58.54	76.00	67.27	0.42	0.52	90.80	85.95	88.37	0.38	0.57	56.20	63.66	59.93	0.54	0.65
	4 inicio	57.52	56.99	57.25	0.41	0.36	64.17	65.47	64.82	0.43	0.64	70.09	53.22	61.65	0.47	0.71	91.82	87.99	89.90	0.36	0.51	60.58	67.99	64.28	0.46	0.51
	5 inicio	59.74	63.59	61.67	0.37	0.38	61.19	63.26	62.22	0.61	0.61	53.29	36.90	45.10	0.53	0.46	78.56	75.73	77.15	0.43	0.67	60.92	65.57	63.24	0.55	0.60
	Promedio	58.91					61.79					61.85					78.69					62.22				
	1 final	12.55	22.74	17.64	0.35	0.43	23.22	22.68	22.95	0.41	0.43	25.52	29.08	27.73	0.38	0.82	10.09	30.18	20.13	0.41	0.44	18.87	16.58	17.73	0.38	0.40
	2 final	10.97	22.68	16.83	0.38	0.43	47.42	41.28	44.35	0.53	0.54	15.93	21.58	18.76	0.96	0.33	66.08	62.78	64.43	0.42	0.43	20.32	13.81	17.07	0.45	0.55
	3 final	34.08	15.31	24.70	0.41	0.92	28.20	29.21	28.71	0.40	0.43	26.42	34.58	30.50	0.39	0.41	77.61	74.43	76.02	0.36	0.51	27.02	19.38	23.22	0.62	0.58
	4 final	38.42	38.42	38.42	0.42	0.42	32.61	20.50	26.56	0.67	0.35	26.73	41.37	34.05	0.38	0.49	78.48	68.56	73.52	0.34	0.45	28.42	17.90	23.16	0.38	0.42
	5 final	33.62	39.34	36.48	0.65	0.42	37.96	20.76	29.36	0.43	0.47	24.33	19.21	21.77	0.47	0.39	50.88	50.61	50.74	0.50	0.80	22.57	18.12	22.84	0.42	0.43
Promedio	26.81					30.39					26.56					56.97					20.80					

M2																										
Medición	1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I + 1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II + 1% NFE					
	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	
Ángulo de contacto	1 inicio	33.46	34.09	33.77	0.40	0.54	86.86	78.16	82.51	0.32	0.48	60.64	64.16	62.40	0.36	0.67	83.68	83.08	83.38	0.32	0.86	59.84	61.25	60.55	0.43	0.56
	2 inicio	38.53	45.14	41.84	0.44	0.54	41.57	40.44	41.01	0.44	0.54	48.43	54.52	51.48	0.49	0.60	49.33	56.31	52.82	0.57	0.38	51.06	60.26	55.66	0.56	0.58
	3 inicio	51.84	29.23	40.54	0.50	0.51	52.25	30.52	41.38	0.51	0.53	37.57	41.73	39.65	0.56	0.57	80.18	80.02	80.10	0.44	0.53	65.97	59.17	62.57	0.42	0.52
	4 inicio	45.40	48.49	46.95	0.48	0.48	47.05	48.55	47.80	0.48	0.51	64.13	70.28	67.21	0.52	0.64	34.37	80.10	82.23	0.71	0.89	58.34	64.10	61.22	0.36	0.42
	5 inicio	53.60	56.34	54.97	0.41	0.83	59.11	58.86	58.99	0.51	0.97	69.48	73.82	71.65	0.28	0.28	53.80	55.29	54.54	0.48	0.60	49.25	56.55	52.90	0.53	0.60
	Promedio	43.61					54.34					58.48					70.61					58.58				
	1 final	5.61	7.35	6.48	0.33	0.37	56.31	60.41	58.36	0.45	0.39	20.13	25.47	22.80	0.34	0.40	45.42	43.06	44.24	0.47	0.41	31.62	31.95	31.78	0.38	0.39
	2 final	10.62	6.51	8.56	0.40	0.31	15.51	14.51	15.01	0.36	0.38	21.01	15.50	18.26	0.32	0.38	26.33	23.71	25.02	0.45	0.44	17.63	26.66	22.15	0.37	0.65
	3 final	12.42	12.67	12.55	0.35	0.35	24.80	19.82	22.31	0.62	0.50	13.90	9.28	11.59	0.33	0.45	31.72	35.86	33.79	0.35	0.40	31.60	30.51	31.06	0.46	0.68
	4 final	10.84	10.08	10.46	0.34	0.36	27.83	16.61	22.22	0.37	0.74	36.35	32.01	34.18	0.42	0.39	47.52	31.31	39.42	0.51	0.51	29.91	35.57	32.74	0.39	0.38
	5 final	22.03	11.34	16.68	0.35	0.82	20.02	21.93	20.97	0.37	0.46	26.43	26.87	26.65	0.39	0.42	19.63	21.09	20.36	0.43	0.43	14.26	34.09	24.17	0.39	0.60
Promedio	10.95					27.77					22.70					32.57					28.38					

Resultados simulación de recuperación mejorada, medición de Ángulo de contacto en muestras añejadas con M1, M2 y M3(50/50) evaluadas con gota de aceite

Medición		M1																								
		1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I+1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II+ 1% NFE				
		L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE
Ángulo de contacto	1 inicio	102.49	102.05	102.27	0.79	0.61	119.71	118.24	118.97	0.65	0.38	122.74	124.26	123.50	0.50	0.58	98.15	99.03	98.59	0.91	0.74	104.31	107.28	105.79	0.47	0.71
	2 inicio	117.99	95.44	106.72	0.64	0.94	124.39	131.29	127.84	0.59	0.55	123.25	122.49	122.87	0.52	0.56	111.94	106.17	109.05	0.38	0.51	124.03	124.15	124.09	0.41	0.61
	3 inicio	116.52	119.11	117.82	0.75	0.95	97.73	126.11	111.92	0.96	0.84	115.54	113.66	114.60	0.48	0.69	111.53	93.51	102.52	0.93	0.95	108.99	91.89	100.44	0.73	0.83
	4 inicio	112.88	116.98	114.93	0.50	0.51	141.25	134.56	137.90	0.47	0.56	123.54	123.10	123.32	0.53	0.54	123.30	111.61	117.45	0.74	0.90	109.34	96.08	102.71	0.78	0.85
	5 inicio	110.51	111.26	110.88	0.80	0.79	106.82	127.29	117.05	0.89	0.69	124.08	124.52	124.30	0.54	0.58	105.33	100.12	102.73	0.72	0.68	115.56	117.27	116.42	0.42	0.47
	Promedio	110.52					122.74					121.72					106.07					109.89				
	1 final	68.26	61.03	64.65	0.43	0.48	102.12	93.77	97.95	0.37	0.39	89.30	91.17	90.23	0.41	0.42	90.65	88.26	89.46	0.38	0.41	85.37	76.16	80.76	0.38	0.40
	2 final	72.91	74.51	73.71	0.40	0.47	88.93	90.79	89.86	0.37	0.38	89.71	91.53	90.62	0.41	0.40	72.55	74.43	73.49	0.38	0.37	78.23	85.96	82.10	0.38	0.50
	3 final	78.71	81.63	80.17	0.43	0.41	92.20	94.46	93.33	0.38	0.38	69.81	67.37	68.59	0.45	0.46	86.71	88.96	87.84	0.38	0.37	65.56	68.22	66.89	0.43	0.39
	4 final	91.56	92.63	92.09	0.36	0.36	95.64	94.67	95.16	0.38	0.39	89.86	92.19	91.03	0.44	0.42	94.30	101.31	97.80	0.45	0.39	74.09	77.45	75.77	0.42	0.37
	5 final	84.78	88.61	86.70	0.53	0.39	98.38	96.73	97.55	0.38	0.40	89.52	92.95	91.24	0.43	0.36	88.34	93.15	90.74	0.45	0.39	75.64	86.63	81.14	0.39	0.36
Promedio	79.46					94.77					86.34					87.87					77.33					

Medición		50/50																								
		1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I+1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II+ 1% NFE				
		L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE
Ángulo de contacto	1 inicio	99.54	102.45	100.99	0.57	0.86	106.20	118.82	112.51	0.93	0.80	120.10	100.03	110.06	0.42	0.71	106.64	108.31	107.48	0.78	0.40	130.85	118.56	124.71	0.39	0.58
	2 inicio	101.04	112.61	107.01	0.78	0.38	128.76	129.39	129.08	0.63	0.56	124.56	101.42	112.99	0.49	0.84	120.02	110.09	115.06	0.32	0.71	132.81	126.75	129.78	0.47	0.61
	3 inicio	95.49	80.78	88.14	0.33	0.81	114.13	95.94	105.03	0.42	0.53	114.00	94.43	104.22	0.69	0.85	127.11	136.77	131.94	0.93	0.92	106.57	117.18	111.88	0.62	0.47
	4 inicio	110.43	98.36	104.39	0.50	0.62	124.83	115.00	119.91	0.48	0.43	121.54	115.20	118.37	0.72	0.51	132.41	144.11	138.26	0.58	0.66	133.41	113.01	123.21	0.65	0.67
	5 inicio	116.96	95.57	106.26	0.84	0.82	108.99	132.14	120.57	0.84	0.92	109.30	107.40	108.35	0.65	0.59	98.22	105.17	101.70	0.70	0.49	137.43	135.28	136.35	0.51	0.53
	Promedio	101.36					117.42					110.80					118.89					125.19				
	1 final	43.97	47.30	45.64	0.47	0.52	74.51	76.04	75.27	0.40	0.39	54.25	58.07	56.16	0.45	0.37	69.11	68.46	68.79	0.40	0.37	92.24	92.07	92.16	0.40	0.56
	2 final	55.55	45.63	50.59	0.65	0.95	89.95	92.59	91.27	0.37	0.36	57.20	60.40	58.80	0.42	0.34	77.04	82.05	79.54	0.41	0.36	91.05	90.78	90.91	0.40	0.40
	3 final	53.68	54.22	53.95	0.65	0.56	71.78	73.14	72.46	0.42	0.40	58.09	60.62	59.35	0.40	0.34	81.74	75.95	78.85	0.39	0.42	78.84	87.59	83.22	0.40	0.38
	4 final	65.86	76.18	71.02	0.50	0.43	80.83	82.72	81.78	0.37	0.36	68.81	64.49	66.65	0.42	0.47	88.40	90.13	89.27	0.39	0.39	80.54	83.61	82.08	0.43	0.40
	5 final	51.66	53.64	52.65	0.95	0.49	78.85	82.63	80.74	0.40	0.38	60.64	74.07	67.35	0.46	0.36	79.16	83.68	81.42	0.43	0.37	90.04	93.31	91.67	0.37	0.37
Promedio	54.77					80.30					61.66					79.57					88.01					

Medición		M2																								
		1% NFE					0.1% SiO ₂ -I					0.1% SiO ₂ -I+1% NFE					0.1% SiO ₂ -II					0.1% SiO ₂ -II+ 1% NFE				
		L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE	L (°)	R (°)	AVG (°)	L RMSE	R RMSE
Ángulo de contacto	1 inicio	122.64	124.24	123.54	0.76	0.53	131.94	131.12	131.53	0.44	0.54	89.88	84.75	87.32	0.91	0.71	131.58	113.67	122.62	0.42	0.71	119.10	101.20	110.15	0.49	0.99
	2 inicio	118.35	135.22	126.78	0.54	0.56	110.60	129.44	120.20	0.62	0.62	101.36	101.69	101.52	0.64	0.56	136.66	109.56	123.11	0.71	0.71	99.38	130.65	115.01	0.87	0.84
	3 inicio	114.32	107.27	110.79	0.58	0.71	111.48	105.86	108.52	0.67	0.74	108.73	103.25	105.99	0.64	0.93	139.38	115.61	127.49	0.60	0.73	112.89	112.97	112.93	0.69	0.85
	4 inicio	123.69	127.27	125.48	0.52	0.46	124.43	130.67	127.55	0.75	0.52	123.29	123.48	123.38	0.50	0.63	135.49	125.99	130.74	0.43	0.77	98.68	96.28	97.48	0.55	0.97
	5 inicio	96.60	109.45	103.02	0.93	0.45	96.31	101.83	99.07	0.67	0.45	97.75	98.18	97.96	0.36	0.57	130.78	118.39	124.19	0.49	0.94	131.78	126.71	129.24	0.59	0.54
	Promedio	117.92					117.37					107.21					125.63					112.96				
	1 final	72.73	72.45	72.59	0.38	0.42	86.38	89.33	87.86	0.38	0.35	52.14	54.15	53.15	0.51	0.56	79.97	77.91	78.94	0.40	0.40	67.97	71.96	69.97	0.39	0.36
	2 final	64.07	70.56	67.32	0.51	0.38	69.59	69.89	69.74	0.42	0.42	59.64	67.78	63.71	0.91	0.35	84.17	91.35	87.76	0.43	0.35	52.66	57.08	54.87	0.46	0.40
	3 final	77.15	74.76	75.95	0.42	0.41	77.01	73.30	75.16	0.42	0.40	61.15	56.90	59.02	0.47	0.49	86.42	89.97	88.19	0.42	0.39	63.02	66.00	64.51	0.39	0.41
	4 final	66.96	65.87	66.42	0.45	0.44	67.43	67.42	67.43	0.40	0.47	57.04	58.34	57.69	0.47	0.38	91.66	85.28	88.47	0.37	0.38	58.01	54.03	56.02	0.39	0.46
	5 final	77.06	70.58	73.82	0.37	0.40	71.34	68.14	69.74	0.40	0.42	56.27	59.29	57.78	0.47	0.39	92.32	96.91	94.61	0.40	0.41	81.95	77.16	79.56	0.38	0.42
Promedio	71.22					73.99					58.27					87.59					64.99					