



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE UN MEDIO POROSO POR
EFECTOS TÉRMICOS**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN

HERNÁNDEZ VARGAS LUIS ARMANDO

RUÍZ MARTÍNEZ MIGUEL ÁNGEL

DIRECTOR: DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA

CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

La familia es el principal motor que motiva a muchas personas para cumplir las metas que se proponen y en mi caso no es la excepción quiero agradecer a mis padres, hermanos y abuelos por todo su apoyo que me brindaron en todo este tiempo que duro mi carrera, gracias a ustedes pude lograr conseguir mi meta.

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México por darme los mejores momentos de mi vida y a la Facultad de Ingeniería por haberme enseñado que en la vida solo se puede tener éxito con dedicación y disciplina.

El agradecimiento más sincero es para todo el personal del Instituto Mexicano del Petróleo que siempre nos brindó su apoyo para la realización de este trabajo.

Y no podía olvidar a mis compañeros de carrera con los que compartí buenos y malos momentos, gracias por su amistad.

Gracias

Luis Armando Hernández Vargas

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a mis padres Eustorgio Ruiz y Magdalena Martínez por haberme enseñado e inculcado siempre ser un hombre de bien. Hoy gracias a sus consejos y enseñanzas lo he conseguido y les dedico este triunfo en mi vida.

A mi esposa Marisol que estuvo a mi lado durante todo el proceso de formación y que sin su apoyo no lo hubiera logrado, a mis hijos Ileana, Miguel, Lucía y Gabriela les dedico este gran momento y logro en mi vida.

A mis hermanos Sofía, Pablo y Paulina les doy las gracias, por siempre apoyarnos y estar juntos en todo momento.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería le estoy agradecido porque al pasar por sus aulas con esfuerzo y dedicación puede forjarme como Ingeniero.

Al IMP y en especial al Dr. Enrique Serrano nuestro director de tesis por su apoyo para llevar a cabo este trabajo.

Gracias....

Miguel Ángel Ruiz Martínez



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente:	ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS
Vocal:	DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA
Secretario:	DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
1er Suplente:	DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO
2o suplente:	M.C. FABIAN CARRANZA DUMON

Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de los señores:

NO.CUENTA	NOMBRE	CARRERA
095361475	RUIZ MARTINEZ MIGUEL ANGEL	INGENIERÍA PETROLERA
099141848	HERNANDEZ VARGAS LUIS ARMANDO	INGENIERÍA PETROLERA

quienes han concluido el desarrollo del tema que les fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación del mismo.

Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de cinco días hábiles contados a partir del momento en que ustedes acusen recibo de esta notificación. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 22 de Noviembre de 2012.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ



"ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE UN MEDIO POROSO POR EFECTOS TÉRMICOS"

	Página
ÍNDICE	
RESUMEN	2
INTRODUCCIÓN	3
1. CONCEPTOS GENERALES	
1.1. Recuperación primaria	4
1.2. Recuperación secundaria	4
1.3. Recuperación terciaria	4
1.4. Clasificación general de los métodos EOR	4
1.5. Eficiencia areal	6
1.6. Fenómeno de entrapamiento	7
1.7. Mojabilidad	8
1.8. Ángulo de contacto	9
1.9. Tensión interfacial	10
1.10. Drene e Imbibición	11
1.11. Presión capilar	11
1.12. Números adimensionales	12
1.13. Mecanismos de recuperación por efectos de la temperatura	14
2. ANTECEDENTES	
2.1. Estado del arte	15
2.2. Caso de estudio	18
3. DISEÑO Y DESARROLLO DE LA PRUEBA EXPERIMENTAL	
3.1. Materiales	21
3.2. Fluidos	21
3.3. Esquema	22
3.4. Desarrollo de la prueba	24
3.5. Procedimiento	24
4. RESULTADOS	
4.1. Cálculo de la viscosidad	30
4.2. TIF salmuera/aceite	32
4.3. Ángulo de contacto roca/salmuera/aceite	36
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	
5.1. Determinación de los números adimensionales y su comportamiento a diferentes condiciones	39
5.2. Número Capilar	39
5.3. Número de Bond	40
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	48
REFERENCIAS	50

RESUMEN

Las tecnologías del uso de tratamientos térmicos para mejorar la recuperación mejorada de petróleo (EOR) para los yacimientos de aceites pesados, genera cambios significativos en la mojabilidad del yacimiento. Estos cambios provocan una alteración en el factor de recuperación y reducción de la saturación de petróleo residual.

Tradicionalmente se asocia el uso de tecnologías térmicas de EOR (Enhanced Oil Recovery) a su aplicación en aceites pesados para la reducción de la viscosidad. En algunos procesos lo que se busca es la expansión térmica y en algunas otras reducir fuerzas capilares por medio de la tensión interfacial y el ángulo de contacto.

Se ha reportado en la literatura especializada el efecto que tiene el calor en la Tensión interfacial (TIF) y el ángulo de contacto. Ambos disminuyen cuando se someten a diferentes puntos de temperatura. Sin embargo hay escasa información del efecto en mezclas y en sistemas a condiciones de yacimiento.

En este trabajo se probó la hipótesis de reducción TIF y modificación del ángulo de contacto con un sistema roca/agua/aceite, usando muestras de aceite reconstituido, de los pozos Aguacate y Cacalilao (aceite pesado: 10 – 15 API) del Activo de Producción Poza Rica Altamira, Exploración y Producción, Pemex Región Norte.

A través de pruebas del laboratorio en una celda tipo PVT se realizaron experimentos a condiciones de yacimiento para medir los cambios en TIF y ángulo de contacto por medio de la técnica del análisis del perfil de la gota, en donde la principal variable dependiente fue la temperatura.

Se observaron cambios interesantes en la tensión interfacial y el ángulo de contacto, cuando se incrementó de la temperatura del sistema hasta un máximo de 150°C.

La principal aportación de este trabajo fue el uso de aceite vivo en las mediciones hechas a condiciones de yacimiento. Los resultados obtenidos se interpretaron en términos del Número Capilar y el Número de Bond para determinar el impacto de estas variables en las fuerzas interfaciales del sistema evaluado e inferir con ello los posibles cambios en la distribución de los fluidos.



INTRODUCCIÓN

La situación actual de las reservas en México es la siguiente: Las reservas probadas de hidrocarburos ascendieron a 13,810 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de los cuales 72.6% correspondieron a crudo, 9.7% a condensados y líquidos de plantas y 17.7% a gas seco equivalente.

De las reservas probadas, 9,148 MMbpce, ó 66.2%, se clasificaron como desarrolladas, esto es, reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, infraestructura actual e inversiones moderadas.

El 68.5% de las reservas probadas de crudo se localizan en campos marinos mientras que 58.4% de las reservas probadas de gas natural se ubican en campos terrestres.

México produce tres tipos de hidrocarburos, como es el olmeca, el istmo y el maya, Estos hidrocarburos se clasifican en súper ligeros, ligeros y pesados, respectivamente y sus densidades están 38,33 y 21 grados API.

En México se tiene una tendencia a descubrir y producir más aceite pesado, lo cual nos lleva la aplicación de algún método de recuperación mejorada, especialmente de un método térmico. Esto con el carácter de modificar la mojabilidad del aceite, con la cual se pretende que tenga una buena recuperación del aceite residual.

Bajo este contexto, en este trabajo se realizó un experimento para determinar cambios en la mojabilidad de un sistema roca-fluidos, a través de la medición de la tensión interfacial y el ángulo de contacto con el método del análisis de la gota, para fluidos de los campos Aguacate y Cacalilao. En estas mediciones se usó una celda tipo PVT para altas presiones y altas temperaturas. Se utilizaron galletas de roca caliza tipo Bedford.

Los experimentos se siguieron con imágenes de fotografía digital, y posteriormente, mediante análisis de imágenes y la aplicación de un software propiedad del IMP, se determinaron los valores de tensión interfacial agua/aceite y el ángulo de contacto roca/agua/aceite. La información obtenida se analizó en términos del Número Capilar y el Número de Bond.

Esta tesis se estructura de la siguiente manera:

En el Capítulo 1 se explican los conceptos generales para la comprensión del trabajo. En el Capítulo 2 se presentan una serie de artículos de la literatura especializada en el tema así como la presentación del caso de estudio. En el Capítulo 3 se presenta todo lo referente al diseño y desarrollo de la prueba así como la descripción del ensamble del equipo experimental. En el Capítulo 4 se muestran los resultados y datos que se obtuvieron con la realización de las pruebas. En el Capítulo 5 se presenta el análisis de resultados los cuales llevaron a determinar las conclusiones.



CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

Las operaciones de recuperación de petróleo y el factor de recuperación tradicionalmente son divididas en tres etapas cronológicas: primaria, secundaria y terciaria de hidrocarburos dependen de:

- 1) Propiedades de los fluidos.
- 2) Condiciones termodinámicas.
- 3) Propiedades petrofísicas.
- 4) Variaciones debido a la arquitectura y heterogeneidades del yacimiento.
- 5) Promedio de producción.

La recuperación primaria: involucra la utilización de energías naturalmente presentes en el yacimiento tales como expansión del gas disuelto, empuje del casquete de gas, empuje natural de agua, expansión del fluido y la roca y drene por gravedad. Los porcentajes de recuperación son variables de acuerdo al mecanismo involucrado.

La recuperación secundaria: Se aplica cuando la producción primaria ha declinado. La recuperación secundaria resulta del incremento de la energía natural del yacimiento, usualmente por el desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos de producción con algún fluido inyectado (gas /agua). El fluido más utilizado es el agua por su gran disponibilidad y su bajo costo y su alta gravedad específica lo que facilita su inyección.

Los métodos de recuperación mejorada, EOR (Enhanced Oil Recovery), se aplican cuando se requiere modificar algunas de las variables del sistema roca fluidos, y pueden aplicarse en las etapas primaria y/o secundaria, por lo que no necesariamente tienen que ser clasificados como métodos terciarios. Estos métodos pueden ser divididos en: métodos térmicos y no térmicos.

Dentro de los térmicos se encuentran los siguientes:

Combustión in situ, inyección de agua caliente, inyección de vapor, estimulación con vapor (CSS), inyección de vapor mejorada con drene gravitacional (SAGDE), calentamiento resistencias eléctricas.

Y dentro de los no térmicos se encuentran: Los químicos y la inyección de gases.

En La figura 1.1 se muestra la clasificación de los métodos EOR.

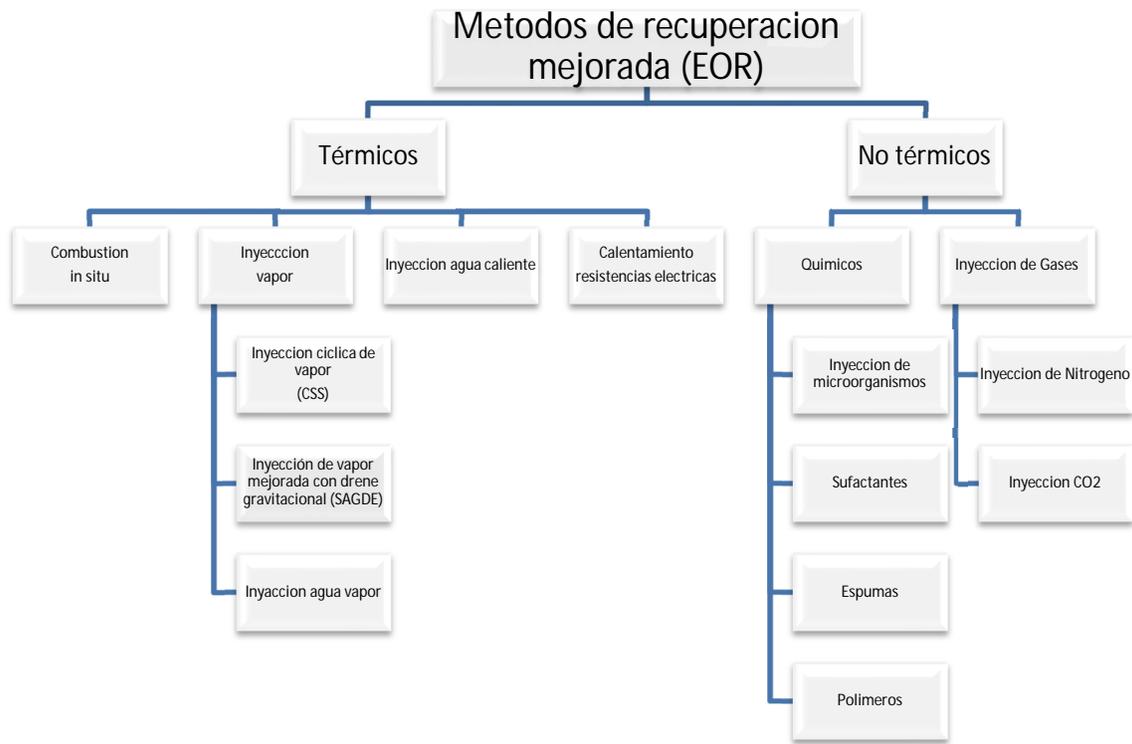


Figura 1.1 Clasificación general de los métodos EOR

Es necesario destacar que estas operaciones no siempre se presentan en este orden cronológico. En la recuperación de petróleo muy viscoso se aplican directamente los métodos térmicos y existen casos donde algún otro método terciario se aplica en segundo término.

Cuando el agua desplaza al petróleo en un medio poroso aparecen dos fenómenos físicos independientes: la digitación y el entrampamiento de petróleo en el medio.

El primero afecta a la eficiencia areal y el segundo a la eficiencia de barrido o calidad de barrido. Cierta cantidad de petróleo, puede quedar inmovilizada si la razón de movilidad es mayor a 1 debido a la alta viscosidad del aceite.

La “digitación” Se produce cuando un fluido de menor viscosidad desplaza a uno de mayor viscosidad.



En ese caso la interface adquiere perturbaciones ondulatorias debido a que el fluido de menor viscosidad tiende a avanzar con una mayor velocidad, lo que origina perturbaciones en la interface.

La interface adquiere una forma de guante. Se sabe, experimentalmente, que el fenómeno es más notorio cuando mayor es la razón entre las viscosidades de ambos fluidos y que las perturbaciones tenderán a ser estabilizadas por la tensión interfacial, la que hará que la superficie de la interfaz tenga la menor área posible.

Este fenómeno afecta a la eficiencia areal de barrido en la recuperación por inundación, puesto que el agua inyectada no barrerá el área esperada.

Para comprender este fenómeno, se requiere definir la eficiencia areal y el de desplazamiento microscópico.

La eficiencia areal., E_a : Es la razón entre el área contactada por el fluido desplazante / área total.

La eficiencia del barrido areal se relaciona con factores que se dan en la naturaleza, y por lo tanto, son incontrolables; entre ellos: las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, conductividad, etc.) y las propiedades del sistema roca fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, etc.), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos.

Mientras que la eficiencia de desplazamiento E_D , eficiencia del desplazamiento se define como una medida de la forma en la que el fluido desplazante moviliza el petróleo una vez que están en contacto.

La eficiencia de desplazamiento macroscópico es una medida de como el fluido desplazante se ha contactado con las partes del yacimiento que contienen hidrocarburos.

E_D Es afectada por los siguientes factores:

- Fuerzas de tensión superficial e interfacial
- Mojabilidad,
- Presión Capilar, y
- Permeabilidad Relativa

Cuando una gota de un fluido inmisible es inmersa en otro fluido y estos descansan sobre una superficie sólida, el área superficial de la gota tomará un valor mínimo obedeciendo a las fuerzas que actúan en las interfaces fluido-fluido y roca-fluido, de acuerdo a la energía libre de Gibbs.

Las fuerzas por unidad de longitud que actúan sobre las interfaces mencionadas se les denominan tensiones interfaciales. La tensión interfacial entre dos fluidos



representa la cantidad de trabajo requerido para crear una nueva unidad de área superficial en la interface.

Matemáticamente la eficiencia de desplazamiento E_D está definida por la siguiente expresión Ec. 1.1.1

$$E_D = \frac{\left(\frac{S_{o1}}{B_{o1}}\right) - \left(\frac{S_o}{B_o}\right)}{\frac{S_o}{B_{o1}}} \dots \text{Ec. 1.1.1}$$

Dónde:

S_{o1} = promedio volumétrico de la saturación de petróleo al principio del inyección de agua, donde el promedio de presiones es P_1 .

S_o = promedio volumétrico de la saturación de petróleo a un punto particular durante el inyección de agua,

B_{o1} = factor de volumen de aceite a la presión P_1 en bbl/STB [m³/barriles estándar],

B_o = factor de volumen de aceite a un punto particular durante la inyección de agua, bbl/STB [m³/barriles estándar m³], cuando la saturación del petróleo con un VP de agua es reducida a la saturación residual S_{or} .

La $E_D = 1 - (S_{or} / S_{o1}) (B_{o1} / B_o)$ (2) la cual se transforma en $E_D = 1 - (S_{or} / S_{o1})$ (3) Cuando el factor de recuperación volumétrico del petróleo es igual en las dos condiciones, entonces la eficiencia es máxima.

Por otra parte, en situaciones en las que se ha aplicado un proceso de recuperación secundaria, por inyección de agua, generalmente después de cierto tiempo en el que el sistema roca fluidos llega a un equilibrio dinámico, se presenta el fenómeno de entrapamiento, que se describe a continuación.

Fenómeno de entrapamiento

Cuando el agua es la fase mojante, se produce una distribución de tamaños de ganglios de petróleo para un intervalo corto de saturaciones de agua.

Así el petróleo fluye en la forma de un canal al ser desplazado por el agua y ésta provee el esfuerzo de corte necesario para movilizar el crudo que ocupa primeramente poros grandes, pero por efecto de este mismo esfuerzo, penetrará en poros conectados, de menor tamaño.

Las saturaciones correspondientes variarán para un mismo punto con el paso del tiempo.

Al decrecer la fracción de petróleo que fluye, éste quedará entrapado primeramente en los poros más chicos debido a las fuerzas capilares, luego la saturación de petróleo decrece al punto que se desconecta la fase continua dejando atrás ganglios de petróleo que son rodeados por el agua connata y de inyección. Éste sería el límite económico, porque se trata de una saturación inmóvil.



En un yacimiento se puede considerar que los flujos no son turbulentos, esto es en yacimientos naturalmente fracturados donde se observa canalización a cualquiera de las velocidades de flujo, también se requiere un mínimo de saturación para que los fluidos fluyan, sea el mojante ó el no mojante, bajo un gradiente de presiones.

Los factores que intervienen en el desplazamiento del sistema agua petróleo son: las permeabilidades, la mojabilidad, la Tensión interfacial (TIF) y las viscosidades.

En el caso de sistemas petróleo-agua, el mínimo de agua es designado saturación de agua intersticial (Siw), La saturación de petróleo cuando cesa el flujo se la designa como saturación de aceite remanente (Sor).

Las permeabilidades de dos fases fluyendo pueden ser determinadas por datos experimentales asumiendo la ley de Darcy, aplicadas a cada fase.

En el proceso de entrapamiento del petróleo residual, hay una relación funcional inversa entre la presión capilar y la saturación de la fase mojante.

Cuando la fase mojante es el agua el petróleo queda entrapado en los espacios de los poros más grandes.

Mojabilidad

Se define mojabilidad como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido.

Es un factor muy importante ya que influye en las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar. La mojabilidad se modifica con la selección de pares de fluidos, los que exhiben una variedad de ángulos de contacto con respecto del mineral dominante o material presente en la superficie del material poroso.

La mojabilidad está en función del tipo de fluido (petróleo y agua) y de la superficie sólida (con referencia al medio poroso, roca).

En base a la mojabilidad, los fluidos pueden clasificarse en:

Mojantes: Son aquellos que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua ya que la mayoría de las rocas yacimiento son preferencialmente mojadas por agua.

No mojantes: Los que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente.



El estudio de la mojabilidad se puede hacer a nivel de superficie, a través de la medición del ángulo de contacto, θ , con base a la ecuación de Young-Dupre

Ec. 1.1.2

$$\cos\theta = (\gamma_{so} - \gamma_{sw})/\gamma_{wo} \dots \text{Ec.1.1.2}$$



Figura 1.2 Medición del ángulo de contacto

Donde el ángulo formado entre la superficie y la línea tangente al punto de contacto entre la gota de líquido con la superficie. Este ángulo depende de la energía superficial del sólido, la energía interfacial y la tensión superficial del líquido. [4]

En presencia de un surfactante la tensión interfacial se reduce drásticamente y en ciertos casos muy particulares puede llegar a valores ultra bajos ($1 \cdot 10^{-3}$ [dina/cm]) La energía de Gibbs o entalpía libre es un potencial termodinámico, es decir, una función de estado extensiva con unidades de energía, que da la condición de equilibrio y de espontaneidad para una reacción química (a presión y temperatura constantes).

A lo largo de la línea de contacto trifásico se ejercen perpendicularmente a esta línea y por unidad de longitud de la misma, fuerzas que corresponden a las tensiones interfaciales.

El valor del ángulo de contacto depende de la tensión interfacial entre el aceite y el agua y también de las energías libres interfaciales del sólido con los dos fluidos, es decir de la naturaleza de los fluidos y de la superficie del sólido.

El fluido que posee el ángulo de contacto inferior a 90° es el fluido que moja la superficie sólida.

Las rocas almacén poseen una naturaleza polar (carbonato, sílica) y por lo tanto la roca "limpia" es mojable por el agua. Sin embargo se observa que en muchos yacimientos el ángulo de contacto supera 90° .

Esto se debe a que la superficie del sólido está cubierta por una capa de



Sustancia adsorbida que le confiere un carácter "aceitoso".

Esquema de la forma de una gota emergiendo por un tubo capilar de pared gruesa con diferente mojabilidad, figura 1.3

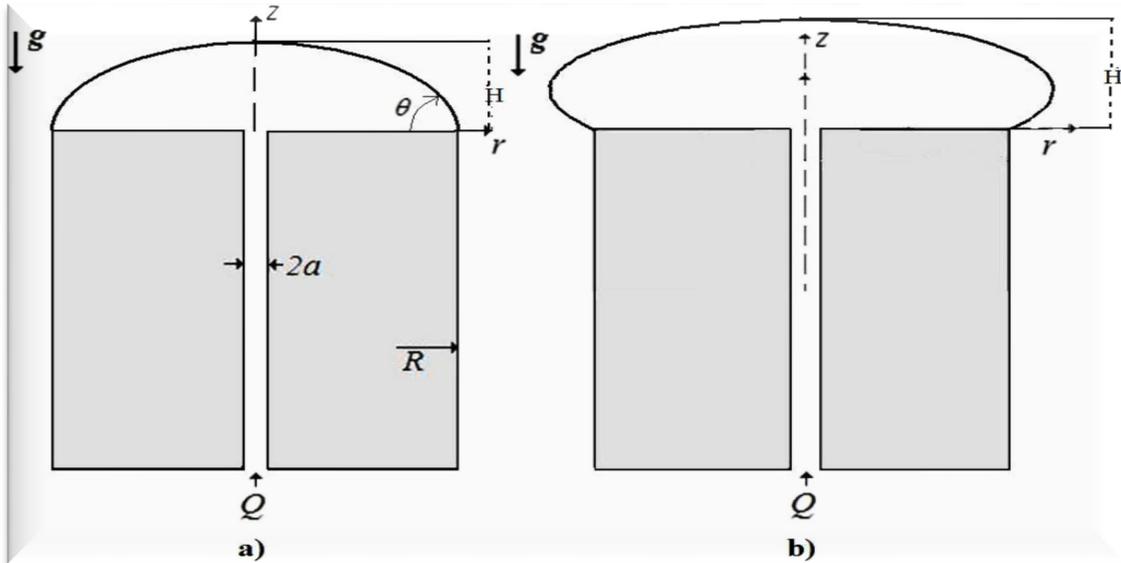


Figura 1.3 (a) Gota con buen mojado (ángulo de contacto menor que $\pi/2$) y (b) Gota con mal mojado (ángulo de contacto mayor que $\pi/2$).

Tensión interfacial

La tensión interfacial o superficial es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas que interactúan en la frontera de dos fases.

Las fuerzas de atracción de Van Der Waals es uniforme a lo largo del fluido, a excepción de la superficie o interface.

Este desbalance de las fuerzas de atracción tiende a mover las moléculas hacia la superficie o interface, lo que resulta en la formación de una superficie similar a una membrana con una curvatura.

La fuerza de atracción entre las moléculas es directamente proporcional al producto de las masas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellos.

La tensión interfacial depende de la temperatura, tiende a incrementarse conforme se incrementa la temperatura, puede controlarse por medio de los aditivos que incrementan o reducen su valor. [5]



Drene e imbibición

El drene es el proceso mediante el cual se fuerza a una fase no mojante a desplazarse del medio poroso a la fase mojante.

La imbibición, por el contrario, es un proceso espontáneo, por el cual la fase no mojante desplaza a la fase mojante del yacimiento. Como se muestra en la figura 1.4

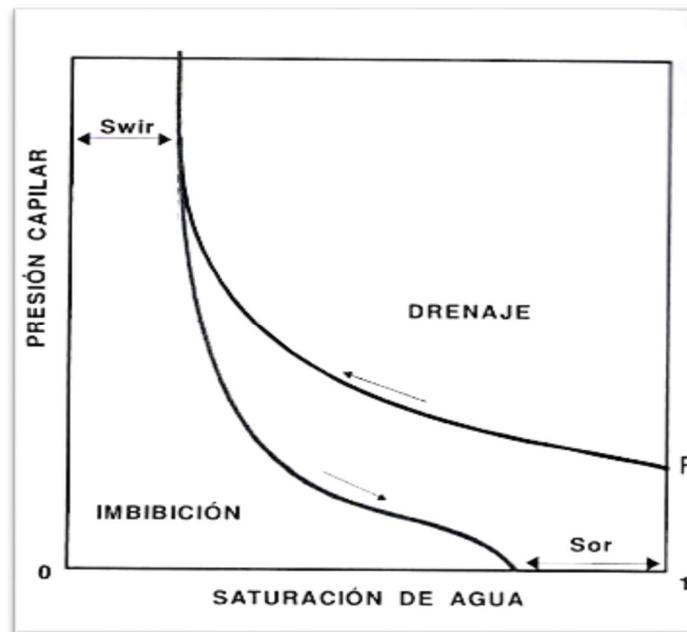


Figura 1.4 comportamiento de la Presión capilar sobre la saturación de agua

Balance de fuerzas

Balance de fuerzas, se da entre las fuerzas viscosas, gravitacionales, de flotación y las Capilares.

Las fuerzas capilares están dadas a través de la siguiente expresión. Ecuación 1.1.3

$$P_C = \left(\frac{\sigma \cos \theta}{\rho} \right) \dots \text{Ec. 1.1.3}$$

Se ve así que la relación presión capilar-saturación depende de:

1. El tamaño y distribución de los poros.
2. Los fluidos involucrados.



3. La tensión interfacial [6]

Las fuerzas viscosas viene dadas por ley de Darcy, como: Ecuación 1.1.4

$$q = \frac{Ak\Delta P}{\mu L} \dots \text{Ec.1.1.4}$$

Despejando ΔP para quedar en términos de “ q ” y “ μ ”

$$\Delta P = \frac{q\mu L}{Ak}$$

$$\frac{\Delta P k}{L} = \frac{q\mu}{A}$$

Como; $v = \frac{q}{A} \dots \text{Ec. 1.1.5}$

Sustituyendo, la ecuación anterior dejamos la expresión en términos de la velocidad y la viscosidad.

$$\frac{\Delta P k}{L} = v\mu \dots \text{Ec. 1.1.6}$$

Fuerzas capilares

$$\frac{\Delta P(\sigma r w \cos \theta)}{r p} \dots \text{Ec. 1.1.7}$$

Fuerzas gravitacionales

$$\Delta P = \Delta \rho g h \dots \text{Ec. 1.1.8}$$

El balance de fuerzas entre viscosas y capilares viene dado por el Número Capilar.

$$N C a = \frac{v\mu}{\sigma \cos \theta} \dots \text{Ec. 1.1.9}$$

Número Capilar= fuerzas viscosas/fuerzas capilares

Donde; “ v ” es la velocidad de inyección, “ μ ” es la viscosidad dinámica del líquido, “ σ ” es la tensión interfacial, y “ θ ” es el ángulo de contacto

El número Capilar representa magnitud de las fuerzas viscosas respecto a la fuerzas de tensión superficial

Si el $Ca > 1$ predominan las fuerzas viscosas

Si el $Ca < 1$ predominan las fuerzas capilares

Si las fuerzas capilares \gg fuerzas viscosas= entrapamiento. [6]



El balance entre la presión hidrostática y la presión capilar viene dado por el Número de Bond.

$$NB_o = \frac{\frac{\Delta\rho g L}{(\sigma \cos\theta)}}{r_p} \dots \text{Ec.1.1.10}$$

Donde; “ $\Delta\rho$ ” es la diferencia de densidades de los fluidos, “ g ” es la aceleración de la gravedad, “ L ” el espesor de la formación, “ σ ” es la tensión interfacial y “ r_p ” es el radio de poro.

El número de Bond es el cociente de la presión hidrostática y la presión capilar. Si $Bo > 1$ dominan los efectos gravitacionales sobre los capilares, mientras que Si $Bo < 1$, ocurre lo inverso. [6]

Número de entrapamiento

El número de entrapamiento está formado por la suma del número Capilar y el número de Bond.

$$N_T = NB_o + Nca \dots \text{Ec 1.1.11}$$

$$N_T = \frac{v\mu}{\sigma * \cos\theta} + \frac{\frac{\Delta\rho g L}{(\sigma \cos\theta)}}{r_p}$$

El efecto de las variables sobre el número de entrapamiento de se puede observar de la siguiente expresión:

$$N_T = \frac{v\mu + \Delta\rho g L / r_p}{\sigma * \cos\theta} \dots \text{Ec. 1.1.11}$$

Donde; el incremento en la velocidad de inyección del fluido traería un número de entrapamiento mayor, si la viscosidad de los fluidos es alta ocasiona el mismo efecto, mientras que con una mayor tensión interfacial y un ángulo de contacto menor a 90° se obtiene que el número de entrapamiento fuera menor, para empacamientos donde el radio de poro (r_p) sea mayor (como una fractura) y un espesor (L) de formación menor, obtendríamos también un numero de entrapamiento menor. [6]



Mecanismos de recuperación por efectos de la temperatura

El desplazamiento con inyección de agua o vapor en relación con desplazamiento normal con agua (sin calentar) se debe principalmente al siguiente mecanismo: al mejoramiento de la movilidad del petróleo como resultado de la reducción en su viscosidad y a la reducción del petróleo residual a las altas temperaturas.

La expansión térmica del petróleo contribuye a la reducción del petróleo residual a altas temperaturas, aunque en algunos casos las reducciones en el petróleo son significativamente más pronunciadas que lo que puede ser explicado por la expansión térmica solamente. Las reducciones en petróleo residual con aumento de temperatura por encima de aquellas explicables por la expansión térmica, se debe a cambios en las fuerzas de superficie de los fluidos a elevadas temperaturas.

Estas fuerzas de superficies incluyen no solo las fuerzas interfaciales entre las fases petróleo y agua, sino también las fuerzas entre las superficies de la roca y los fluidos, especialmente aquellas que pueden retener compuestos orgánicos complejos adheridos a la superficie de la roca.

La destilación en proceso térmico ocurre cuando a medida que avanza el frente de calor los componentes más ligeros se desprenden del aceite y se movilizan en dirección del flujo.



CAPÍTULO 2

ANTECEDENTES

Estado del arte

En casi todos los países productores de petróleo es necesario mantener el flujo de aceite a un nivel sustancial para un crecimiento sostenible de la economía. Con la escasez mundial de petróleo y del hecho de que una gran cantidad del aceite residual permanecerá en el yacimiento después de la recuperación primaria, el uso de métodos mejorados de recuperación de petróleo servirá para recuperar tanto como sea posible de este aceite residual. La recuperación de este valioso aceite es esencial para los países productores.

El sesenta por ciento del aceite permanece atrapado en los poros de la roca de la formación después de la recuperación secundaria, para la extracción de este aceite residual, la inyección de gas asociado, agua o de soluciones químicas son los métodos más eficaces en la práctica, la recuperación terciaria de petróleo depende principalmente de las propiedades de las interfaces de aceite, agua y de la formación.

Producir este petróleo remanente es el objetivo de las operaciones de recuperación mejorada de petróleo. A través de procesos químicos o térmicos, el objetivo es incrementar la efectividad de la remoción de petróleo de los poros de la roca (eficiencia de desplazamiento), eliminando o minimizando las fuerzas capilares que retienen al petróleo, disminuyendo la densidad del petróleo de manera que éste fluya más fácilmente, y por último, incrementando la eficiencia de barrido causando que los fluidos inyectados tengan mayor contacto con el petróleo remanente en el yacimiento.

La mojabilidad es uno de los principales factores que controlan la ubicación, el flujo y la distribución de fluidos en el yacimiento. Es muy importante la mojabilidad ya que afectará a casi todos los tipos de análisis como por ejemplo la presión capilar, la permeabilidad relativa, el comportamiento de la inyección de agua, las propiedades eléctricas y la simulación de la recuperación terciaria.

La finalidad de esta sección es estudiar el efecto temperatura sobre la tensión interfacial y el ángulo de contacto así como los cambios que estos tengan en el resultado de un mejoramiento en la recuperación de aceite para yacimientos de aceites pesados.

Algunos de los siguientes trabajos que aquí se mencionan son los resultados de experimentos que se realizaron en varias partes del mundo, en estos



experimentos se logró modelar varias formas de medir la tensión interfacial y el ángulo de contacto.

El primero de estos experimentos fue llevado a cabo por el departamento de ingeniería química de la universidad de Kuwait. [1]

El experimento se llamó producción a ultra baja de tensión interfacial en la interface agua/aceite.

El siguiente trabajo fue elaborado en la universidad de Kuwait con el objetivo de probar una técnica de recuperación mejorada llamada proceso de inundación miscelar polimérica, es el proceso de inundaciones que usa a un agente superficial activo (surfactante) para disminuir la tensión interfacial y de ahí permitirle al aceite moverse libremente de su posición original a través del medio poroso.

Para estos experimentos se utilizó un aceite pesado árabe en el análisis junto con tres diferentes surfactantes sintéticos y dos aguas de formación. Se encontró que los rangos de variables consideradas en este estudio, la tensión interfacial disminuyen con la temperatura y la salinidad, aumenta con la presión, y disminuye exponencialmente con la concentración del surfactante.

El segundo experimento fue realizado en China por el Instituto de Química fotográfica, Academia Sinca. [2]

El experimento se llamó Mojabilidad, Recuperación de aceite y Tensión interfacial con un SDBS-Dodecano-Sistema Kaolin

En el experimento que realizaron en el Instituto de Química fotográfica de la Academia Sinca fue demostrado que la recuperación de petróleo estaba conectada con el ángulo de contacto de la solución acuosa de SDBS(Sodio dodecil benceno sulfonato) en la superficie de Kaolín y la concentración micelar crítica (CMC) de los SDBS en la solución. Desde el punto de vista común, la tensión interfacial entre el aceite y la solución ha sido el factor clave para la recuperación del petróleo, pero en nuestro estudio con los SDBS-Dodecano y el Sistema Kaolin, en el que la tensión interfacial estaba lejos de los rangos bajos, una alta eficiencia de recuperación de aceite se podría lograr. El factor clave para la recuperación de aceite era la mojabilidad (ángulo de contacto) de la interface líquido/sólido, la recuperación máxima del aceite estaba conectado con el ángulo de contacto mínimo.

El tercer experimento fue realizado en Canadá por el Departamento de Ingeniería Mecánica e Industrial de la Universidad de Toronto. [3]



El experimento se llamó: Estudio Experimental sobre los Patrones del Angulo de Contacto, Las Tensiones Superficiales de Líquido Inferior a la Tensión de Superficie Sólida.

Este experimento fue realizado por los investigadores de la Universidad de Toronto, donde explican que los ángulos de contacto son importantes en muchos procesos, incluyendo la mojabilidad. Una interpretación de los ángulos de contacto es en su correlación con las tensiones de superficies sólidas, por medio de una relación de equilibrio conocida como la ecuación de Young.

$$\gamma_{lv}\cos\theta = \gamma_{sv} - \gamma_{sl}$$

Donde γ_{lv} , γ_{sv} , y γ_{sl} son respectivamente líquido-vapor, sólido-vapor y sólido-líquido de la tensión interfacial, θ es el ángulo de contacto estimado del sólido-vapor y del sólido-líquido de la tensión interfacial, es debido a la relativa facilidad con la que los ángulos de contacto se pueden medir en una superficie sólida adecuadamente preparada.

Este es un artículo el cual fue publicado por la SPE. [4]

El artículo se titula Mojabilidad estudio de la literatura parte 1 Roca/Aceite/Salmuera las interacciones y los efectos del manejo básico de la mojabilidad.

En este artículo publicado por la SPE se explica que la mojabilidad es uno de los principales factores que controlan la ubicación, el flujo y la distribución de fluidos en el yacimiento. Es muy importante la mojabilidad ya que afectará a casi todos los tipos de análisis de núcleos como la presión capilar, la permeabilidad relativa, el comportamiento de la inyección de agua, las propiedades eléctricas y la simulación de la recuperación terciaria.

Los efectos de la mojabilidad en el análisis de núcleos son importantes ya que para predecir el comportamiento de un yacimiento con exactitud, la mojabilidad de un núcleo debe ser la misma que la mojabilidad de la roca del yacimiento no perturbado.

Con esta pequeña reseña se puede ver que el tema de la mojabilidad, la tensión interfacial y el ángulo de contacto son muy importantes por lo cual se tiene que tomar muy en serio los diferentes cambios que estos puedan tener ya que si se pasan por alto los resultados en los diferentes tipos de análisis y experimentos pueden resultar variaciones, las cuales pueden tener grandes repercusiones en la recuperación de aceite.



Caso de estudio

Campo Cacalilao.

Cacalilao es una localidad del norte del estado mexicano de Veracruz de Ignacio de la Llave, forma parte del municipio de Pánuco, tuvo su origen con el auge petrolero en la zona donde se asienta. Es un pueblo dedicado principalmente a la industria petrolera, ganadería, agricultura y al comercio. Pertenece al Municipio de Pánuco, Veracruz y se localiza aproximadamente a 32 km al suroeste de la Cd. de Tampico, Tamaulipas, 22 Km al sureste de la Cd. de Ébano, San Luis Potosí, y a 10 Km al norte de Pánuco, Veracruz.

El Campo Cacalilao, es uno de los más antiguos de México, se descubrió a inicios de los años 20's del siglo pasado, se mantiene en la actualidad aún en producción aplicando métodos de recuperación secundaria de inyección de gas y recuperación mejorada para obtener aceite pesado de 12° API que proviene de fracturas tectónicas de las Formaciones San Felipe y Agua Nueva en carbonatos densos del Cretácico Superior.

Campo Aguacate.

El campo Aguacate fue descubierto en el año de 1970 y este campo se ubica en el área de Tierra Blanca. Se localiza en la porción central de la cuenca Tampico Misantla, dentro de la faja de oro terrestre, entre las poblaciones de Álamo y Potrero del Llano Veracruz.

Se mantiene en un proceso de reactivación el cual comenzó en el 2008, se pretende que el campo comience a producir nuevamente aplicando métodos de recuperación secundaria y de recuperación mejorada. Ya que el aceite que produce este campo es pesado porque su densidad es de 15° API que proviene de las formaciones productoras el Abra que es una caliza que tiene un alto grado de fracturamiento.

En la figura 2.1 se muestra la ubicación de los campos Cacalilao y Aguacate que pertenecen al estado de Veracruz.



Figura 2.1 ubicación de los campos Cacalilao y Aguacate.

Las principales características de los campos Cacalilao y Aguacate se representan la tabla 2.1, se muestran datos de la formación, la edad geológica, y tipo de ambiente de depositó entre otras.

Campo	Aguacate	Cacalilao
Edad	Cretácico medio	Cretácico sup.
Formación	Agua Nueva-Abra	Agua N.-Sn Felipe
Ambiente Depósito	Post-arrecife	
Año Descubrimiento	1970	1923
Área del campo, km²	4.95	133.39
# Pozos/Activos	12/15	
Espaciamiento entre pozos, m	400	
Yacimiento	bajo saturado	
Mecanismo Empuje	emp. Hidráulico	expan. roca-fluido
Porosidad, %	14	11
K, mD	400-705	10-1,000
Sat inicial agua, %	15	20
Espesor Bruto, m	10	250
Espesor Neto, m	9.75	64.31
Prof. Promedio, m		
Aceite	pesado/negro	pesado/negro
API	15	12
Den. Rel. Gas		.7228-.7957
RGA, m³/m³	63	539.67
Rsi, m³/m⁴	314	
Pi, kg/cm²	113	
Psat, kg/cm²	66	39
P actual, kg/cm²	108	50-55
Temperatura, °C	57	40-45
Salinidad, ppm		45,000
Res. Remanente 2P Aceite, MMB	4.9	
Res. Remanente 3P Aceite, MMB	4.9	
Boi	1.2	1.02

Tabla 2.1 Características de los campos Aguacate y Cacalilao.



Descripción de la problemática de los campos

Los campos Cacalilao y Aguacate han estado sujetos a una historia de producción por inyección de agua, durante estos años se logró mejorar la recuperación de aceite. La determinación de inyectar agua a los yacimientos se hizo en base a estudios que se le realizaron cuando comenzó a declinar la producción, por lo tanto se determinó que los yacimientos ya no podían seguir siendo explotados por su propia energía. El aceite que producen estos campos es de 12 y 15 grados API respectivamente, por lo tanto este aceite está considerado como un aceite pesado, por lo cual los métodos de extracción convencionales resultan ser los menos apropiados, y esto nos lleva a utilizar algún método térmico.

Motivación del trabajo.

El propósito de este trabajo es evaluar a nivel experimental los factores que afectan la mojabilidad en base a los cambios de la tensión interfacial y el ángulo de contacto con respecto a la temperatura. La intención de este estudio fue generar información útil para comprender el efecto que tiene la temperatura en las propiedades interfaciales de un sistema roca/agua/aceite, que definen la mojabilidad de este tipo de sistemas y su efecto en la recuperación de aceite remanente mediante la aplicación de un proceso térmico de recuperación mejorada.

Hipótesis

Para poder tener un cambio en la mojabilidad se necesita modificar la Tensión interfacial y el ángulo de contacto, tradicionalmente esto se logra mediante el uso de un agente químico; sin embargo, con base a estudios reportados en la literatura, se intenta explicar la disminución de la Saturación del aceite residual (Sor) en sistemas en los que se ha aplicado calor en diferentes formas, de modo que la modificación de la mojabilidad puede darse por efectos de incremento de la temperatura.



CAPÍTULO 3

DISEÑO EXPERIMENTAL Y DESARROLLO DE LA PRUEBA EXPERIMENTAL

Materiales

- Roca.

Para el desarrollo de la prueba se utilizaron galletas de 1 x ½ pulgadas [pg] de diámetro por longitud, respectivamente, de caliza Bedford.

Fluidos.

- Agua.

Para las pruebas se ocupó una salmuera sintética de 48668 ppm y en base al análisis se determinó la densidad del agua 1.02 gr/cm³

- Aceites

Se utilizó aceite reconstituido de los pozos Cacalilao y Aguacate. Fue necesario utilizar gas sintético, y después mezclarlo con el aceite a condiciones de yacimiento. Se probó en un periodo de 3 días hasta alcanzar el equilibrio. En paralelo, uno de los grupos de simulación del área de recuperación de hidrocarburos del IMP, hizo el ajuste de la Ecuación de Estado del Aceite (EOS) para cada aceite mediante el uso del simulador PVT Eclipse, con lo cual se validó el aceite vivo reconstituido.

Este proceso consistió en la evaluación la presión de saturación P_b , relación gas-aceite RGA, y factor de volumen de aceite B_o , mediante un proceso de expansión – compresión. Los resultados de esta caracterización se muestran en la tabla 3.1.

Campo	Cacalilao	Aguacate
$P_b[\text{kg}/\text{cm}^2]$	39	66
B_o	1.02	1.2
$\text{RGA}[\text{m}^3/\text{m}^3]$	539.67	63

Tabla 3.1 Resultados del aceite reconstituido.



Esquema

- Equipos de Medición
Se emplearon bombas de inyección de fluidos para alta presión de la marca ISCO.
- Cilindros de Transferencia de fluidos.
Estos cilindros cuentan con un mecanismo de pistón el cual sirve para inyectar el fluido que se encuentra en su interior, tienen una capacidad de $\frac{1}{2}$ [lt]. Se ocuparon para colocar en su interior el aceite reconstituido y el agua, estos cilindros fueron llenados bajo ciertas condiciones de presión temperatura.
- Celda tipo PVT para medición de la TIF y Angulo de contacto a condiciones de yacimiento.
Esta celda sirve para colocar en su interior las muestras de aceite reconstituido, la celda está diseñada para manejar diferentes tipos de temperaturas y presiones además cuenta con una mirilla y en su interior tiene un tubo de $\frac{1}{4}$ [pg].
- Equipo fotográfico.
Se empleó una cámara de la marca SONY con una lente de alta resolución para poder fotografiar el fenómeno y poder registrar los datos experimentales.
- Sensor de temperatura.
Se ocuparon 2 termopares para registrar las temperaturas internas (interior de la celda) y externas (sobre la superficie de la celda).
- Aislantes.
Se utilizó una malla de fibra de asbesto como aislante, esto era para mantener la temperatura de la celda.
- Sistema de Regulación de presión Inversa para alta presión (RPI).
Se empleó un sistema llamado RPI el cual funciona como una válvula.
- Válvulas.
Se ocuparon 5 válvulas tipo hit para conectar la tubería y los equipos.
- Tubos.
Se ocupó un kit de tubería de acero inoxidable de $\frac{1}{8}$ [pg] de diámetro para poder hacer las conexiones entre las celdas y los cilindros de traspasos, también se ocupó una tubería de $\frac{1}{16}$ [pg].



Todos estos componentes conformaron el sistema de medición de la tensión interfacial y el ángulo de contacto.

Sistema de medición de la tensión interfacial y ángulo de contacto.

El Diagrama de conexiones del sistema de medición muestra a los dispositivos empleados para llevar a cabo el experimento, este diagrama se muestra en la figura 3.1

- 1 Equipo de bombeo marca ISCO.
- 2 Cilindro de traspaso de agua de Cacalilao.
- 3 Cilindro de traspaso de aceite.
- 4 Válvulas tipo Hit.
- 5 Deposito de recarga de agua de las bombas.
- 6 Celda de nitrógeno.
- 7 Celda tipo PVT para medición de la tensión interfacial y ángulo de contacto.

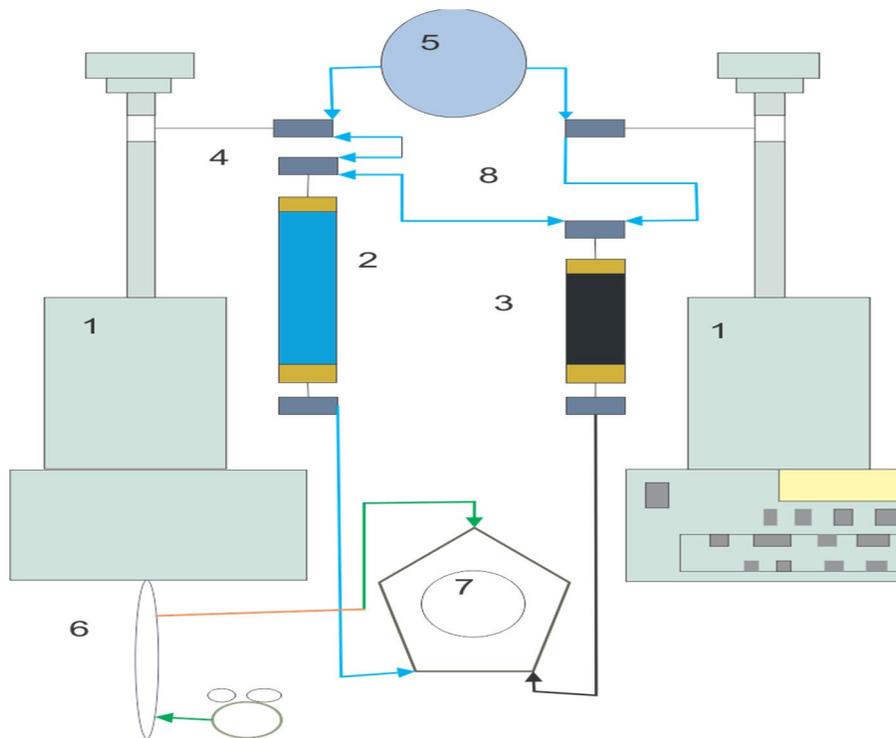


Figura 3.1 Representa el diagrama de conexiones del equipo de medición de la TIF y ángulo de contacto.



Desarrollo de la prueba

Pruebas

Con base a los objetivos de las mediciones, para este trabajo se consideraron las siguientes variables:

- Las variables Independientes (VI): Temperatura, tipo de aceite.
- Las variables dependientes (VD): Tensión interfacial, ángulo contacto.
- Constantes (C): Tipo de agua, presión.

En las pruebas realizadas se plantearon los siguientes cambios en la temperatura:

Las mediciones se hicieron de acuerdo a los incrementos de temperatura, la cual fue de 45 °C hasta 150 °C. Para el caso del campo Aguacate la presión de prueba fue de 1500 [psi] y para el campo Cacalilao la presión de prueba fue de 805 [psi].

Procedimiento

Paso 1: Saturación de las muestras de roca con agua y aceite muerto de cada yacimiento.

Las muestras de roca se colocaron en unos recipientes previamente llenados con aceite del yacimiento, estas muestras se sumergieron en el aceite durante 24 horas previas al experimento. Posteriormente se sometieron la saturación de agua mediante un equipo de inyección.

Paso 2: Ensamble de la celda tipo PVT con el sistema de bombas.

El equipo consta de dos cilindros los cuales se cargan mediante un procedimiento especial para mantener la presión del aceite saturado, el cilindro A con 30 ml aceite vivo de aproximadamente 12° API (a condiciones de yacimiento) con una presión de 450 psi con una P_b de 380 psi, el cilindro B con agua congénita 500 ml.

El aceite de la formación fue recombinado con gas sintético para llevarlo a condiciones de yacimiento.

Paso 3: Ensamble de la celda PVT

La celda tipo PVT consta de tres partes una es el cuerpo principal y las otras dos son las caras estas partes son las que forman el cuerpo, estas partes están hechas de acero de 1 [pg] de espesor, estas partes se unen a través de un sistema



de pernos de $\frac{1}{2}$ [pg], las caras de la celda tiene dos perforaciones las cuales están opuestas, estas son para colocar las mirillas las cuales tienen un sistema de aislamiento especiales, este sistema de aislamiento sirve para impedir la fuga de fluido de la celda.

En el cuerpo principal de la celda se encuentra colocado una base donde se coloca la muestra de roca, además tiene 2 entradas especiales una es para colocar los sensores de temperatura y la otra es para la colocación de un tubo capilar.

Una vez que se tiene la celda armada junto con el equipo de cilindros de transferencia se procedió a la colocación del aislante de asbesto, para posteriormente ser llenada con salmuera y se encendió la resistencia la cual proporciona la energía en forma de calor para elevar la temperatura, con la temperatura en aumento se procedió a regular la presión dentro de la celda esto se logra gracias al sistema RPI.

Con la temperatura y la presión calibradas se procedió a revisar que en el sistema no se tengan pérdidas tanto de aceite como de agua, si se tiene pérdidas será necesario resolver el problema lo más rápido posible de lo contrario se tendrán errores en la prueba.

Paso 4: Presión y Temperaturas

Se estabilizó la presión hasta mantenerla constante con un gasto mínimo de inyección de salmuera y la temperatura constante controlada por el termopar y las resistencias esto hace que la presión se mantenga constante y las variaciones de temperatura no cambien muy drásticamente, posteriormente se enciende el equipo de inyección que contiene el aceite recombinado y se lleva a las condiciones de yacimiento las cuales están especificadas al inicio del capítulo.

Paso 5: Medición

La inyección de aceite recombinado se hizo a un gasto de 0.5 ml/hora. Cuando la primera gota de aceite sale del tubo capilar se procedió a la toma de imágenes en el momento exacto justo antes de que se desprenda, para posteriormente medir la tensión interfacial agua/aceite por el método del análisis del perfil de la gota [1].

Una vez que la gota de aceite recombinado se desprendió se detuvo la inyección y se observó como la gota se une a la roca, se procedió a tomar la fotografía del fenómeno a través de la cual posteriormente se midió el ángulo de contacto.

Después de esta medición se incrementó la temperatura al siguiente punto de análisis y se aplicó nuevamente el procedimiento descrito. Esto se hizo para las



temperaturas de 45, 75, 105 y 150 °C para el campo Cacalilao y de 60, 90, 120 y 150°C para el campo Aguacate

Paso 6:

Una vez terminada la prueba se procedió al desarmado y limpieza del equipo, los pasos del 1 al 5 se repiten para la muestra del aceite de Aguacate, pero ahora con sus respectivas presiones y temperaturas.

El procedimiento que se describe en los pasos del 1 al 6 se encuentra resumido en un diagrama de flujo, este diagrama de flujo se muestra en la figura 3.2.

Diagrama de flujo de la prueba.

En el siguiente diagrama de flujo se resumen los pasos que se llevaron a cabo para realizar el experimento de la medición de la TIF y el Ángulo de contacto. Con esto se pretende que el experimento sea más fácil de entender.

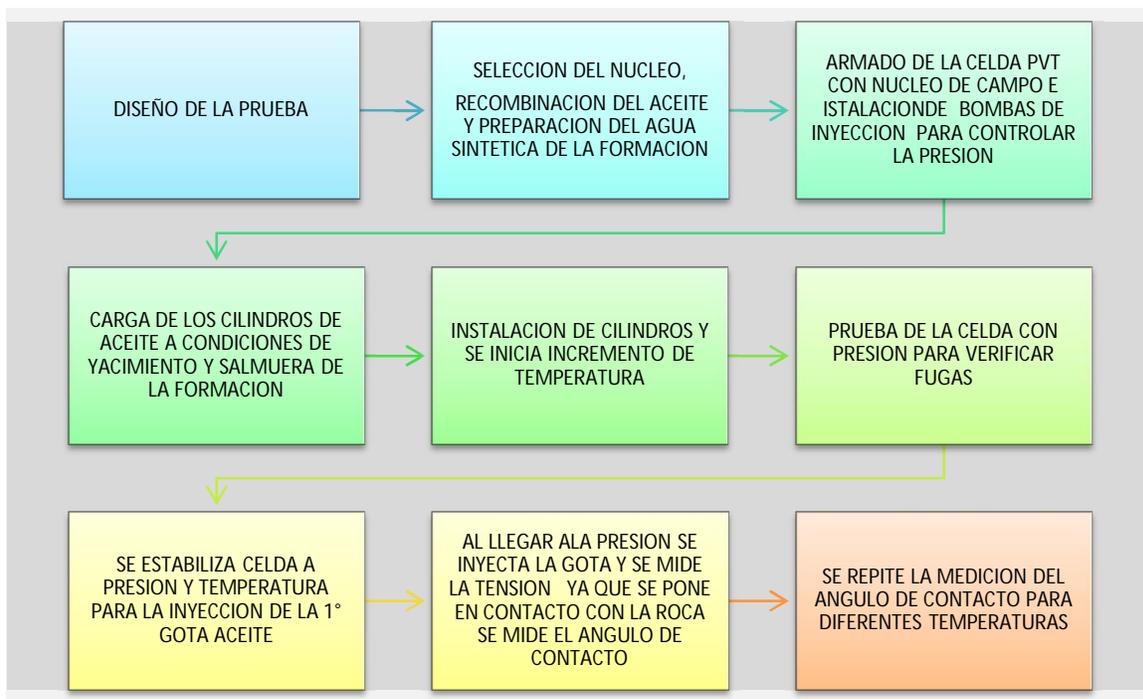


Figura 3.2 Diagrama de flujo del experimento



CAPÍTULO 4

RESULTADOS

Caracterización de los fluidos

Los datos que se muestran en las tablas 4.1 a 4.5, son resultado de estudios de caracterización de fluidos de los campos Cacalilao y Aguacate. Estos estudios pertenecen al esquema de desarrollo de proyectos en el IMP.

La tabla 4.1 Muestra la medición de la viscosidad de los campos Aguacate y Cacalilao para un perfil de temperaturas

Viscosidad, μ (mPa.s)										
Muestra	°API (20°C)	20	30	40	50	60	70	80	90	100
CA-1136	10.7	20000	10736	4079	1823	896	459	260		
CA-1138	11.6	20,000	6917	2784	1302	670	345	203	127	84
AG-1	13.2	8625	3244	1380	673	363	196	120		

Tabla 4.1. Perfil de viscosidad en función de la temperatura para los campos Aguacate y Cacalilao

La tabla 4.2 Muestra la medición del contenido del porcentaje de sólidos y el porcentaje de agua así como la densidad en grados API a una temperatura de 20°C, para el aceite de los campos Aguacate y Cacalilao

Muestra	% de sólidos	% Agua	°API (20°C)
CA-1136	0.42	0.001	10.7
CA-1138	0.06	0.001	11.6
AG-1	0.07	0.001	13.2

Tabla 4.2 % Porcentaje de sólidos, agua y densidad en grados API para los campos Aguacate Cacalilao



Tabla 4.3 Muestra el análisis composicional, para el aceite de los campos Aguacate y Cacalilao muestra el contenido de azufre, carbono, hidrogeno y nitrógeno, así como el número ácido total (TAN) y el número básico total (TBN) es una medida de la cantidad de sustancias básicas presentes en el aceite.

Muestra	TAN, mgKOH/g	TBN, mgKOH/g	% S	% C	% H	N, mg/g	Cl, mg/g
CA-1136	1.25	3.18	4.966	83	11.35	3602	946
CA-1138	1.19	3.16	5.153	83.74	10.52	3648	<2
AG-21	1.28	3.22	4.22	83.68	11.25	3638	2608
AG-1	0.6	3.59	5.152	83.32	10.84	4428	<2

Tabla 4.3 Muestra el numero ácido total y el numero básico total y el análisis composicional

Tabla 4.4 Análisis composicional SARA porcentajes de saturados aromáticos y asfáltenos Muestra el análisis, para el aceite de los campos Aguacate y Cacalilao muestra

	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos	Inorgánicos		Salinidad
Muestra	%					IIC	lbsNaCl/1000 bbls
CA-1136	12.18	22.97	51.68	13.16	0.01	0.3395	8.193
CA-1138	11.99	20.22	55.46	12.32	0.01	0.3212	8.193
AG-1	16.88	16.84	51.2	15.01	0.06	0.4687	90.125

Tabla 4.4 Análisis composicional SARA campos Aguacate y Cacalilao

Tabla 4.5 Expansión térmica del aceite para un rango de temperaturas de 20 a 150 °C para los campos Aguacate y Cacalilao se observa el incremento de la expansión a medida que se eleva la temperatura

Expansión térmica (1/°C)		
T (°C)	Aguacate21	Cacalilao
21-60	0.000420	0.00044
60-100	0.000445	0.000484
100-150	0.000506	0.000531

Tabla 4.5 Expansión térmica del aceite para Aguacate y Cacalilao



Estas tablas son el resultado de la predicción con la ecuación de estado ajustada para cada campo.

Tabla 4.6 Densidad del Agua sintética de Cacalilao 1130 H, a diferentes temperaturas y presión constante. Simulación obtenida con programa del IMP

Densidad (g/cm ³)		Temperatura °C						
Campo	Presión (psi)	45°C	60°C	75°C	90°C	105°C	120°C	150°C
Aguacate	1500		1.0175		0.9996		0.9774	0.9515
Cacalilao	805	1.0225		1.0070		0.9867	0.9751	0.9488

Tabla 4.6 Medición de la densidad del agua sintética de Cacalilao

Tabla 4.7. Medición en laboratorio de la densidad de los aceites recombinados de Aguacate y Cacalilao, a diferentes temperaturas y presión constante.

Densidad (g/cm ³)		Temperatura °C						
Campo	Presión (psi)	45°C	60°C	75°C	90°C	105°C	120°C	150°C
Aguacate	1500		0.9318		0.9179		0.9071	0.8956
Cacalilao	805	0.9502		0.9328		0.9162		0.8942

Tabla 4.7 Medición en laboratorio de la densidad de los aceites Aguacate y Cacalilao



Viscosidad del aceite campo Cacalilao

Se tomaron los datos obtenidos en forma experimental de la viscosidad para el aceite de Cacalilao y se extrapolaron para obtener la línea de tendencia y la curva del comportamiento en función de la temperatura, los datos obtenidos de laboratorio se observan en la tabla 4.8 y la línea de tendencia se muestra en la figura 4.1

Pozo	Temperatura (°C)	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Cacalilao 1138		20,000	6917	2784	1302	670	345	203	127	84
	Viscosidad	0.9868	0.9774	0.9704	0.9641	0.9572	0.9503	0.9434	0.9352	0.9256
	API, 20°C	11.6								

Tabla 4.8 Viscosidad del campo Cacalilao Medida en laboratorio

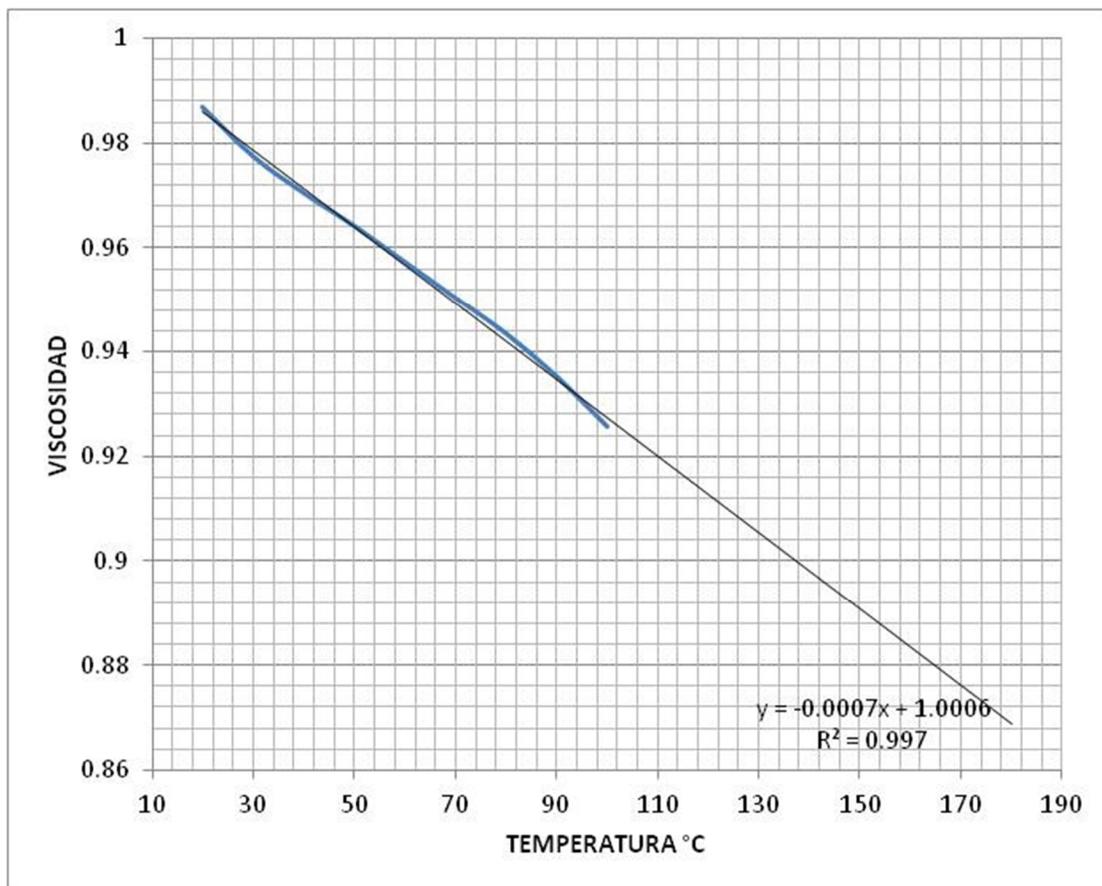


Figura 4.1 Comportamiento de la curva para obtener la ecuación de la viscosidad de Cacalilao



Viscosidad del aceite campo Aguacate

Se tomaron los datos obtenidos en forma experimental de la viscosidad para el aceite de Aguacate y se extrapolaron para obtener la línea de tendencia y la curva del comportamiento en función de la temperatura, los datos obtenidos de laboratorio se observan en la tabla 4.9 y la línea de tendencia se muestra en la figura 4.2

Pozo	Temperatura (°C)	20	30	40	50	60	70	80
Aguacate 1		8625	3244	1380	673	363	196	120
		0.9761	0.9693	0.9623	0.9552	0.9481	0.9412	0.9314
	API, 20°C	13.2						

Tabla 4.9 Viscosidad del campo Aguacate medida en laboratorio

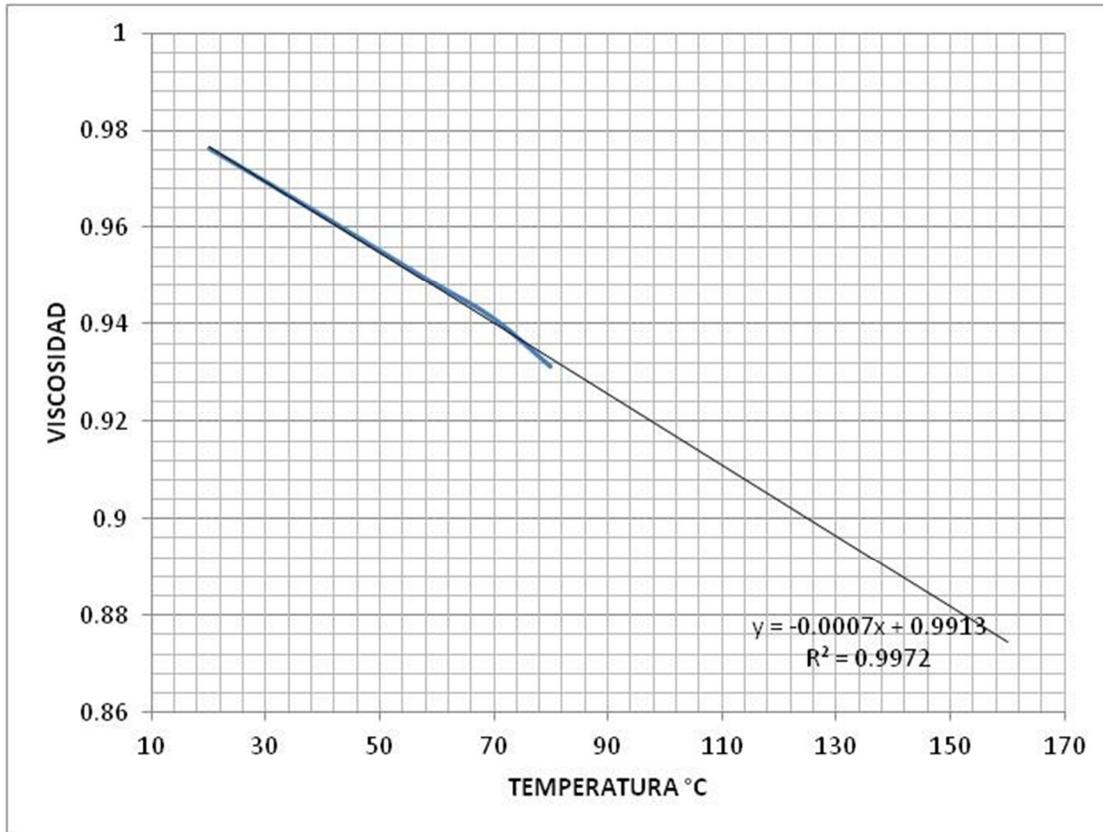


Figura 4.2 Viscosidad del campo Aguacate en función de la temperatura.



Resultado de la medición para la tensión interfacial

Para la medición de la tensión interfacial se utilizó programa propiedad del IMP el cual debe ser alimentado con los valores de la densidad de la salmuera, la densidad del aceite, la presión de la prueba y las mediciones del diámetro máximo de la gota (de) y el diámetro (ds) [1]. El programa resuelve el factor de forma y se determina a través del valor de S y mediante el ajuste del polinomio realizado por Misak

$$\frac{1}{H} = \frac{B_4}{S^4} + B_3 S^3 - B^2 S^2 + B_1 S - B_0 \quad \dots \text{Ecuación 4.1.1}$$

Con las imágenes obtenidas durante la prueba fue necesario medir los valores “de” y “ds” en pixeles utilizando como herramienta el programa CorelDraw,

Conociendo que el diámetro del tubo capilar es de 1/16”, se hizo el cálculo de los valores obtenidos para “de” y “ds” de pixeles a centímetros.

Resultados de las mediciones de los valores “de” y “ds” para las imágenes de las gotas de aceite del campo Cacalilao y su conversión a centímetros. Estos valores se muestran en la Tabla 4.10.

Imagen	Pixeles		Centímetros	
	de	ds	de	ds
1	987.5	655	0.6334	0.4201
2	1002	625	0.6440	0.4017
3	1118	708	0.6748	0.4274
4	1096	682	0.6641	0.4132
5	1107	654	0.6759	0.3993
6	1085	662	0.6599	0.4027
7	1034	714	0.6313	0.4360
8	1009	725	0.6185	0.4444

Tabla 4.10 Medición del diámetro “de” y “ds” para la gota de aceite inyectada campo Cacalilao



Resultados de las mediciones de los valores “de” y “ds” para las imágenes de las gotas de aceite del campo Aguacate y su conversión a centímetros. Estos valores se muestran en la Tabla 4.11

Imagen	Píxeles		Centímetros	
	de	ds	de	ds
1	591	387	0.53920259	0.3530819
2	623	397	0.56193892	0.35808949
3	632	404	0.56683616	0.36234463
4	651	420	0.57414583	0.37041667
5	631	407	0.57240714	0.36920714
6	631	417	0.57240714	0.37827857
7	616	401	0.55248588	0.35965395

Tabla 4.11 Medición del diámetro “de” y “ds” para la gota de aceite inyectada campo Aguacate

Resultados del cálculo de la TIF para las imágenes de las gotas de aceite de los campos Cacalilao y Aguacate. Se utilizó programa propiedad del IMP para la obtención de estos valores. Los valores de presión varían debido al constante gasto de inyección que fue de 5 ml/hr.

Calculo de la TIF para aceite del campo Cacalilao. Tabla 4.12

P (psi)	T (°C)	Densidad del agua Sintética Cacalilao 11330 H	Densidad del aceite Cacalilao (recombinado)	TIF
786	45	1.0224	0.9492	31.1539
835	75	1.0071	0.9335	31.3241
839	105	0.9868	0.9162	30.0473
868	150	0.9491	0.8916	24.472

Tabla 4.12 Resultado del cálculo de la tensión interfacial para el campo Cacalilao



Calculo de la TIF para aceite del campo Aguacate los valores de presión varían por el gasto constante de inyección de 5 ml/hr. Tabla 4.13

P (psi)	T (°C)	Densidad del agua Sintética Cacalilao H	Densidad del aceite Aguacate 1 (recombinado)	TIF
1575	60	1.0177	0.9322	26.1998
1593	90	0.9999	0.9052	29.019
1600	120	0.97781	0.9186	18.1437
1641	150	0.952	0.8929	18.11

Tabla 4.13 Resultado del cálculo de la tensión interfacial para el campo Aguacate

En la Figura 4.3 se muestra de manera gráfica el comportamiento de la TIF vs La temperatura para el aceite del campo Cacalilao, a medida que se incrementó la temperatura la tendencia fue que el valor de la TIF disminuyo.

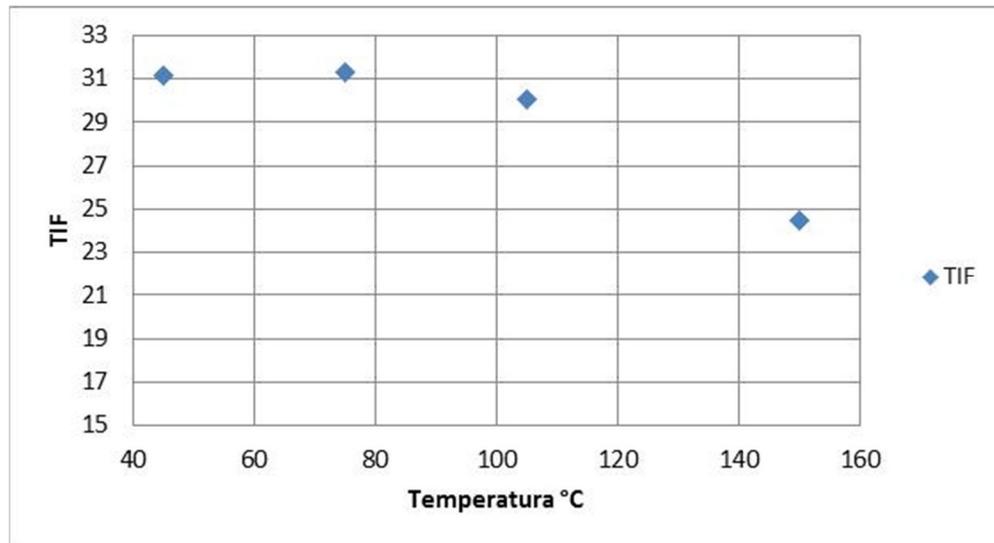


Figura 4.3 Comportamiento de la TIF en función de la temperatura campo Cacalilao



Comportamiento de la TIF vs la temperatura para el aceite del campo Aguacate como se muestra en la figura 4.4 se observó que a la temperatura de 90°C tenemos un punto crítico.

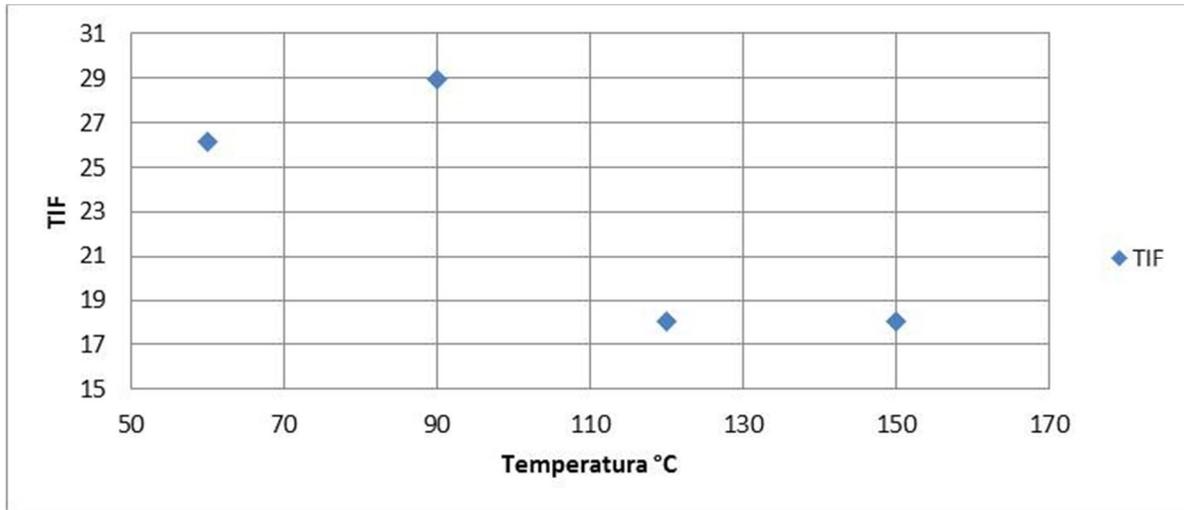


Figura 4.4 Comportamiento de la TIF en función de la temperatura campo Aguacate

Ángulo de contacto

La medición de los ángulos de contacto se hizo utilizando una herramienta de análisis de imágenes, CorelDraw. De las imágenes tomadas durante la prueba se seleccionan las mejores donde se pueda identificar plenamente el contacto entre la galleta (núcleo de roca) y el aceite, se traza una horizontal en la zona de contacto entre la gota de aceite y la roca se utiliza el punto donde inicia la circunferencia de la gota y se mide el ángulo de contacto como se muestra en las figuras 4.5 y 4.6

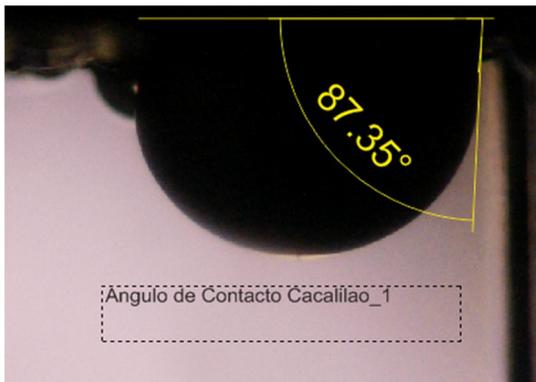


Figura 4.5 Medición ángulo contacto

Campo Cacalilao

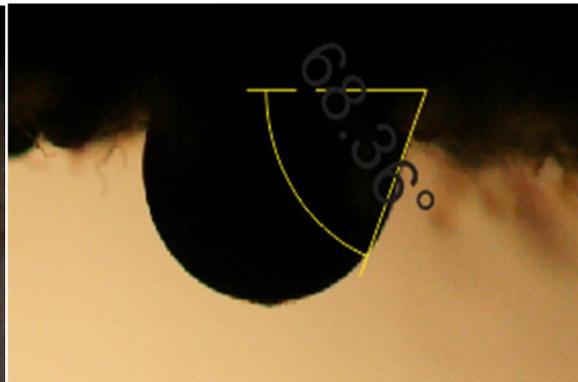


Figura 4.6 Medición ángulo contacto

Campo Aguacate

El ángulo de contacto depende entre muchas otras variables, de la textura y rugosidad de la superficie de la roca en donde se define la forma de la gota por lo que no necesariamente el valor del ángulo es el mismo cuando se mide en el borde derecho o izquierdo de la gota. Por esta razón en la tabla 4.14, se muestran los valores medidos en ambos extremos. Para nuestro experimento decidimos utilizar solamente el ángulo del extremo derecho.



Se muestra la tabla 4.14 con resultados de la medición del ángulo de contacto para la gota de aceite del campo Cacalilao.

		Medición de los ángulos de contacto Cacalilao		
P (psi)	T (°C)	Izquierdo	Derecho	Imagen
786	45	106.16	87.35	8580
835	75	103.95	88.99	8921
839	105	112.37	88.73	8928
868	150	84.05	83.09	8989
868	150	71.39	64.32	8989_G

Tabla 4.14 Medición del ángulo de contacto derecho e izquierdo para la gota de aceite campo Cacalilao

Se muestra la tabla 4.15 con resultados de la medición del ángulo de contacto para la gota de aceite del campo Aguacate.

		Medición de los ángulos de contacto Aguacate		
P (psi)	T (°C)	Izquierdo	Derecho	Imagen
1575	60	92.88	85.97	6807
1593	90	109.56	68.35	7213
1600	120	107.54	78.19	7216
1641	150	95.39	87.84	7224

Tabla 4.15 Medición del ángulo de contacto derecho e izquierdo para la gota de aceite campo Aguacate

Los valores observados en las tablas 4.14 y 4.15, se muestran en forma gráfica en la figura 4.7 y 4.8



Comportamiento del ángulo de contacto en función de la temperatura para la gota de aceite del campo Cacalilao figura 4.7 se observa el comportamiento de como disminuye el ángulo a medida que se incrementó la temperatura

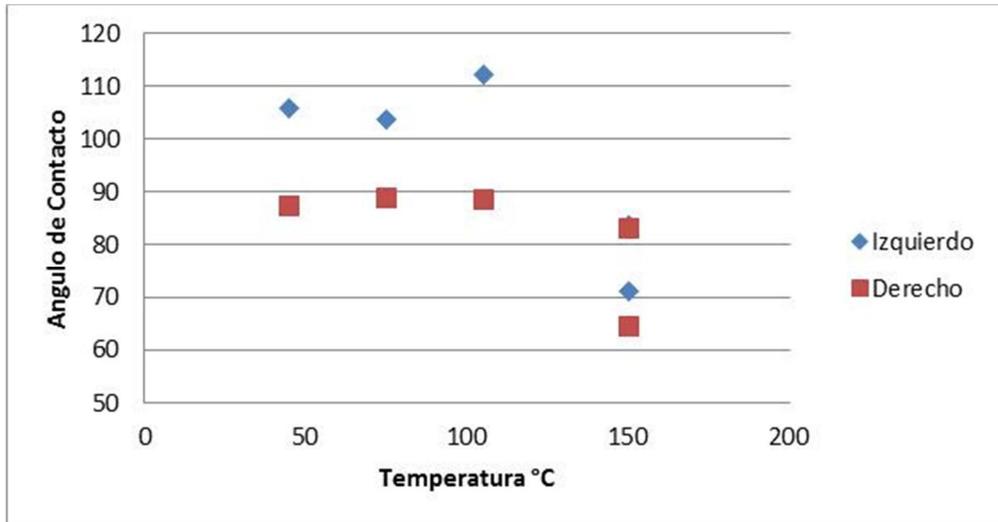


Figura 4.7 Grafica del comportamiento de los ángulos de contacto para la gota de aceite del campo Cacalilao.

Comportamiento del ángulo de contacto en función de la temperatura para la gota de aceite del campo Aguacate figura 4.8

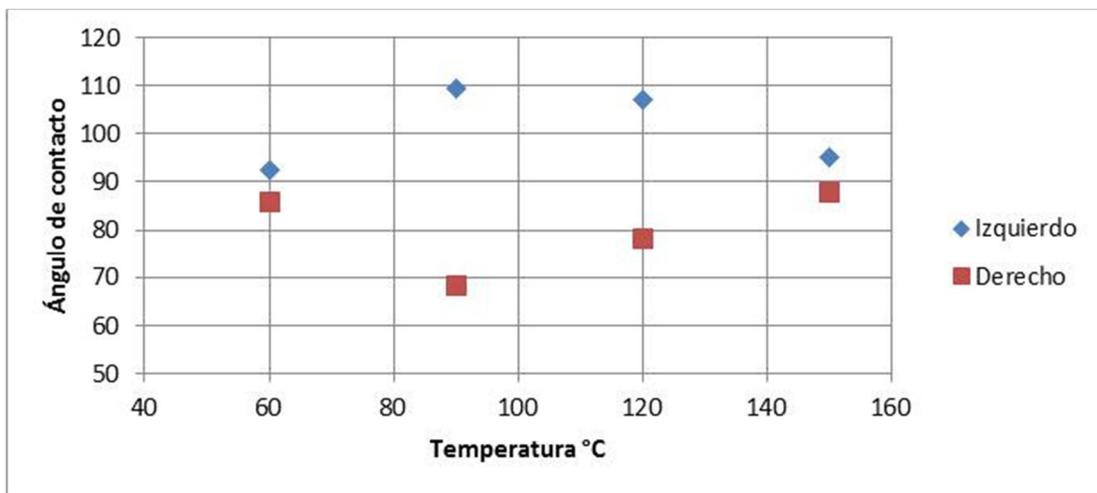


Figura 4.8 Grafica del comportamiento de los ángulos de contacto para la gota de aceite del campo Aguacate



CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el campo Cacalilao determinamos el número Capilar y el número de Bond que son una de las variables que alteran la mojabilidad de un sistema roca/agua/aceite. El efecto de la temperatura en las variables Tensión interfacial (TIF) y el ángulo de contacto, también tienen efecto consecuente en estos números adimensionales.

Utilizando los valores de las mediciones de ángulo de contacto, y tensión interfacial en función de la temperatura, viscosidad, una velocidad de inyección predefinida se midió el número Capilar usando la siguiente expresión:

$$N_{Ca} = \frac{v\mu}{\sigma \cos\theta} \quad \dots \text{Ecuación 5.1.1}$$

En la tabla 5.1, se muestran los resultados de estas mediciones para cada temperatura evaluada.

Cacalilao	45°C	75°C	105°C	150°C	150°C
NÚMERO CAPILAR	0.000184416	0.000470663	0.00038158	0.00008	0.00002
VELOCIDAD	0.000274101	0.000274101	0.000274101	0.000274101	0.000274101
VISCOSIDAD	0.9691	0.9481	0.9271	0.8956	0.8956
TIF	31.1539	31.3241	30.0473	24.472	24.472
ANGULO	87.35	88.99	88.73	83.09	64.32

Tabla 5.1 Cálculo del número Capilar para la gota de aceite campo Cacalilao



En la figura 5.1 se muestra de manera gráfica el comportamiento del Número Capilar campo Cacalilao en función de la temperatura, figura 5.1

Se observa como en la medición a la temperatura de 75°C hay un punto crítico que no sigue la tendencia del resto de los puntos registrados. Podríamos suponer que hay precipitación de asfáltenos o disolución de los mismos

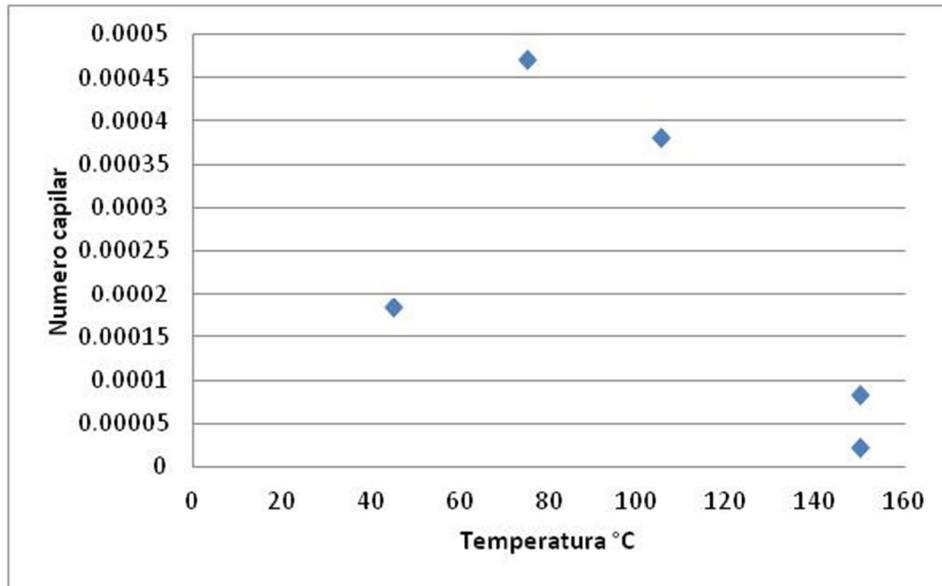


Figura 5.1 Comportamiento del Número Capilar campo Cacalilao en función de la temperatura.

Comportamiento del número de Bond para campo Cacalilao

Utilizando el ángulo de contacto, la TIF calculada, la densidad del agua y del aceite podemos obtener este número adimensional, para esto suponemos un radio de poro (r_p) de 1000 micras y un espesor (L) de .1 m. Utilizando la siguiente expresión:

$$NB_o = \frac{\Delta \rho g L}{(\sigma \cos \theta) r_p} \dots \text{Ecuación 5.1.2}$$



Se muestran los cálculos obtenidos del número de Bond para campo Cacalilao en la tabla 5.2

Temperatura °C	45°C	75°C	105°C	150°C	150°C
Número de Bond	3.54494E-05	0.0001318	0.000104	1.819E-05	5.05078E-06
g	9.81	9.81	9.81	9.81	9.81
ρ agua	1.00225	1.007	0.9867	0.9488	0.9488
ρ aceite	0.9502	0.9328	0.9162	0.8942	0.8942
σ TIF	31.1539	31.3241	30.0473	24.472	24.472
$\cos\theta$	87.35	88.99	88.73	83.09	64.32
r_p	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
L	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

Tabla 5.2 Calculo del número de Bond para campo Cacalilao

Comportamiento del número de Bond campo Cacalilao, se observa en la figura 5.2

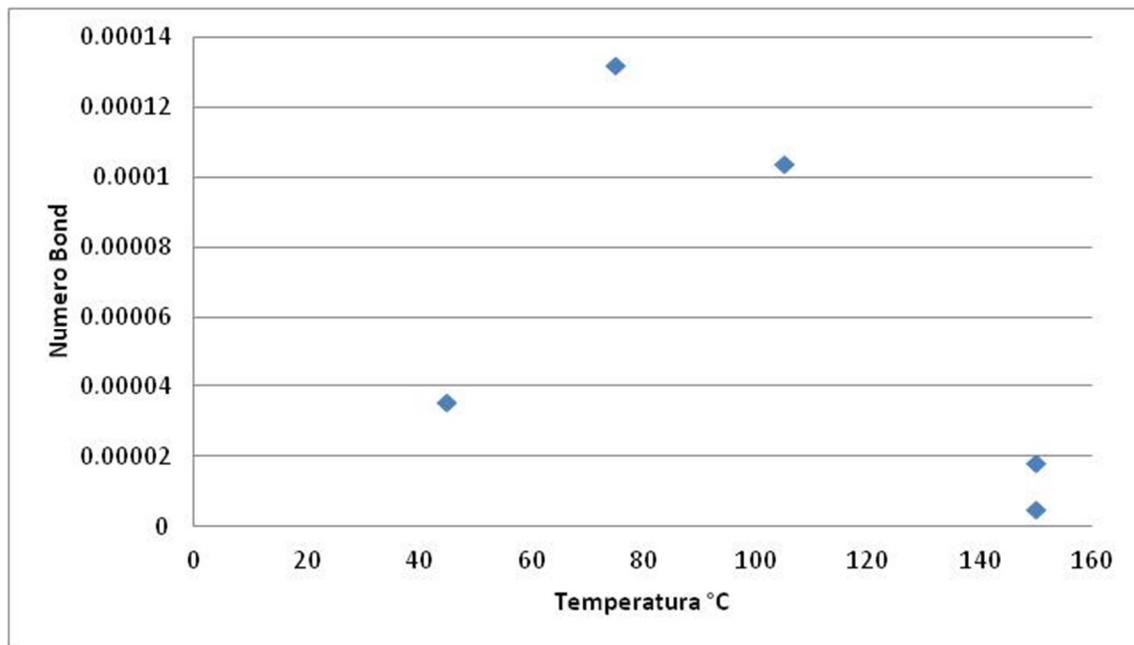


Figura 5.2 Número de Bond para $r_p=1000$ micras y $L=.1$ m



Se buscó establecer una tendencia, variando las diferentes variables como son el radio de poro o el espesor de la formación hicimos el cálculo variando el radio de poro de $r_p = 7000$ micras suponiendo que fuera una fractura y el espesor $L = 1$ m donde obtuvimos el siguiente comportamiento que se muestra de manera gráfica en la figura 5.3

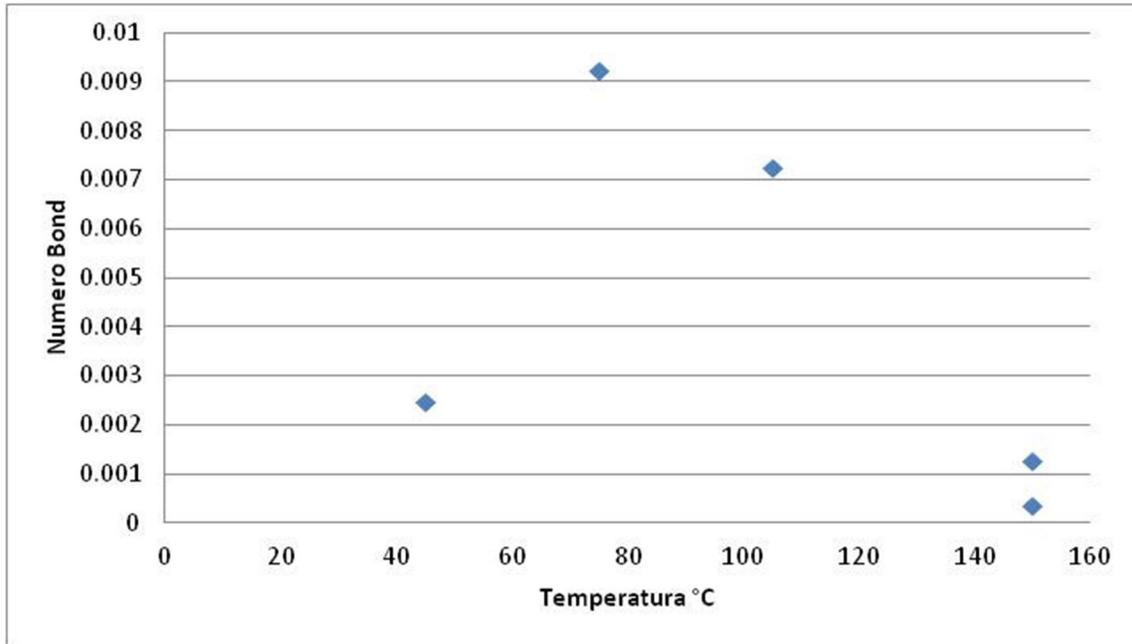


Figura 5.3 Número de bond en función de la temperatura

Variando el radio de poro de $r_p = 100$ micras hasta 7000 micras y el espesor $L = 1$ m

Obtenemos el siguiente comportamiento grafico en la Figura 5.4

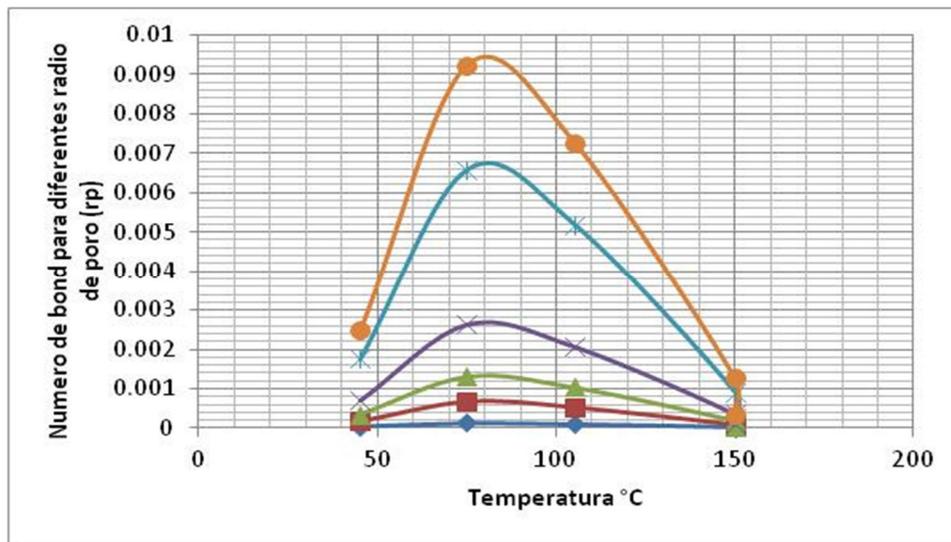


Figura 5.4 Número de Bond Para diferentes valores de radio de poro



Ahora variamos el espesor L desde $L=1$ m hasta $L=1000$ m y el radio de poro $r_p=1000$ micras con el siguiente comportamiento. Figura 5.5

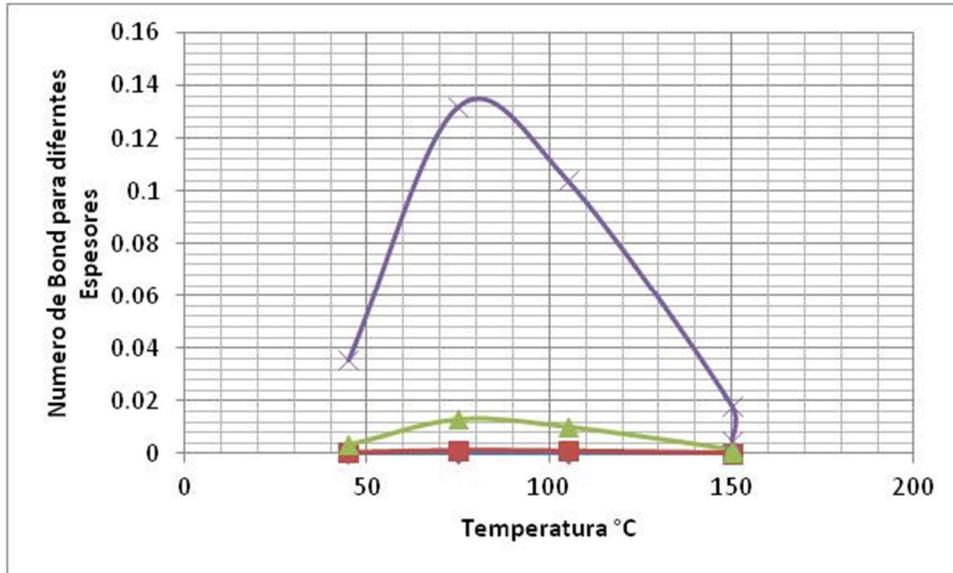


Figura 5.5 Numero de Bond Variando el espesor de la formación

Se observa en la figura 5.5. que para espesores muy grandes las fuerzas gravitacionales son mayores que las fuerzas capilares tambien hay una tendencia de que a bajas temperaturas el número de Bond llega a ser mayor a 1 y a medida que se incrementa la temperatura este vuelve a ser menor que 1.



Para el campo Aguacate determinamos el número Capilar, y el número de Bond

Utilizando el ángulo de contacto, la viscosidad, la velocidad de inyección y la tensión interfacial calculada obtenemos el número Capilar usando la siguiente expresión:

$$NCa = \frac{v\mu}{\sigma \cos\theta} \dots\dots \text{Ecuación 5.1.1}$$

En la tabla 5.3, se muestran los resultados de estas mediciones para cada temperatura evaluada.

Aguacate	60°C	90°C	120°C	150°C
NÚMERO CAPILAR	0.00014114	0.00002371	0.00006697	0.00035591
VELOCIDAD	0.00027410	0.00027410	0.00027410	0.00027410
VISCOSIDAD	0.9481	0.9283	0.9073	0.8863
TIF	26.1998	29.0919	18.1437	18.11
ANGULO	85.97	68.35	78.19	87.84

Tabla 5.3 Calculo del número Capilar campo Aguacate

Comportamiento del número Capilar del aceite del campo Aguacate, como se muestra en la siguiente figura 5.6 de manera gráfica observamos que a la medición de 90°C tenemos un punto crítico pues cambio la tendencia de las mediciones mayores a esta temperatura.

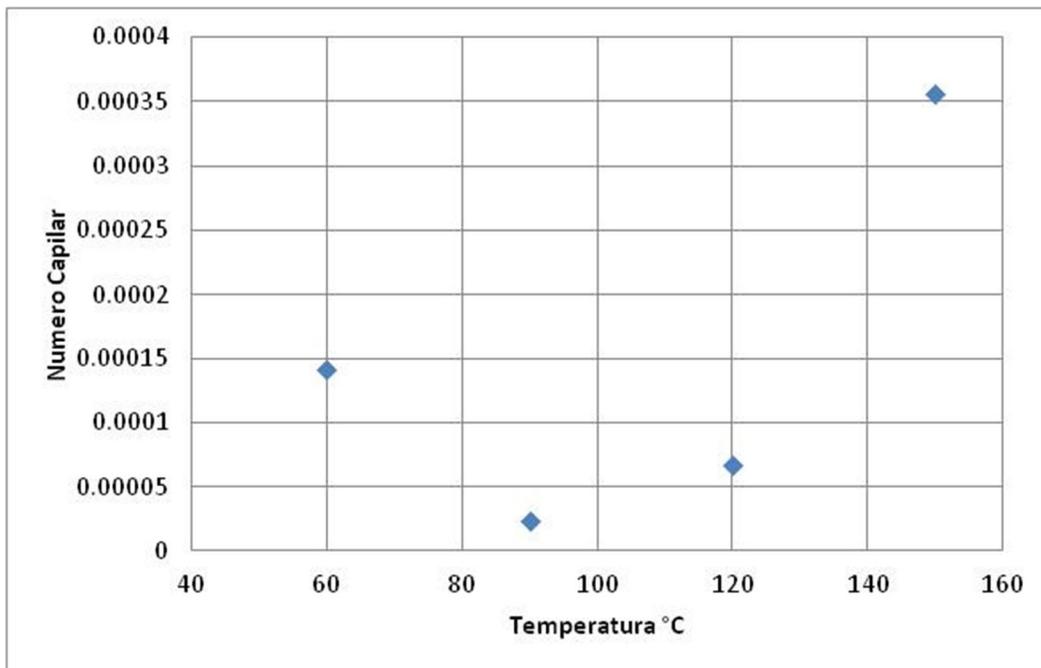


Figura 5.6 Número Capilar campo Aguacate 1



Calculo del número de Bond para campo Aguacate 1, Utilizando el ángulo de contacto, TIF calculada, densidad del agua y del aceite podemos obtener este número adimensional, para esto suponemos un radio de poro (rp) de 1000 micras y un espesor (L) de .1 m como se muestra en la tabla 5.4 y su representación gráfica en la figura 5.7

$$NB_o = \frac{\Delta\rho g L}{(\sigma \cos\theta) r_p} \dots \text{Ecuación 5.1.2}$$

Temperatura °C	60°C	90°C	120°C	150°C
NÚMERO DE BOND	0.00005	0.00001	0.00002	0.00008
g	9.81	9.81	9.81	9.81
ρ agua	1.0175	0.9996	0.9774	0.9515
ρ aceite	0.9318	0.9179	0.9071	0.8956
σ TIF	26.1998	29.0919	18.1437	18.11
cosθ	85.97	68.35	78.19	87.84
rp	0.001	0.001	0.001	0.001
L	0.1	0.1	0.1	0.1

Tabla 5.4 Calculo del número de Bond para campo Aguacate

Gráfica del Número de Bond en función de la temperatura figura 5.7.

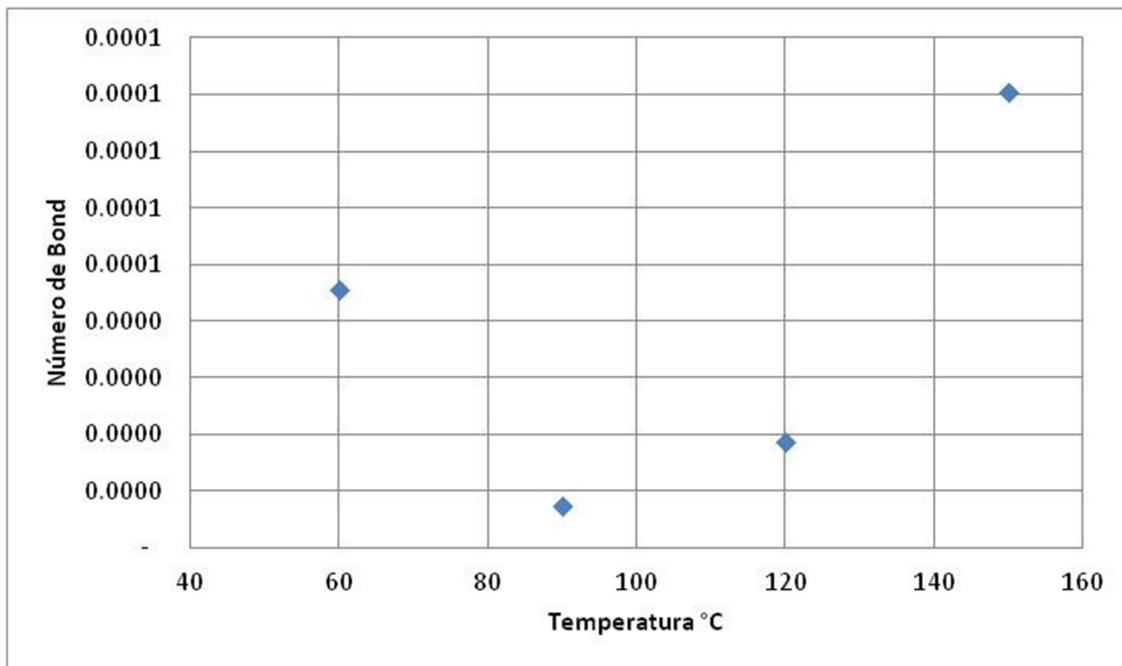


Figura 5.7 Comportamiento número de Bond campo Aguacate



Variando el radio de poro a 7000 micras y el espesor a 1 m obtenemos el siguiente comportamiento. Figura 5.8

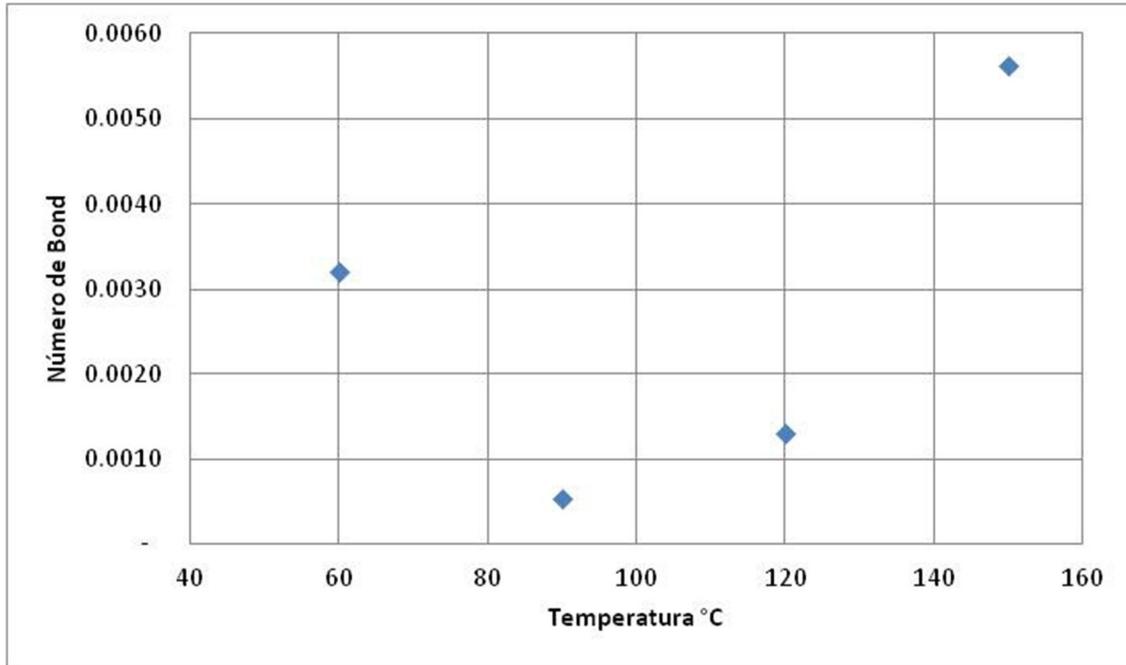


Figura 5.8 Número de Bond variando radio de poro

Variando el radio de poro de $r_p = 1000$ micras hasta 7000 micras y el espesor $L = 1m$

Obtenemos el siguiente comportamiento. Figura 5.9

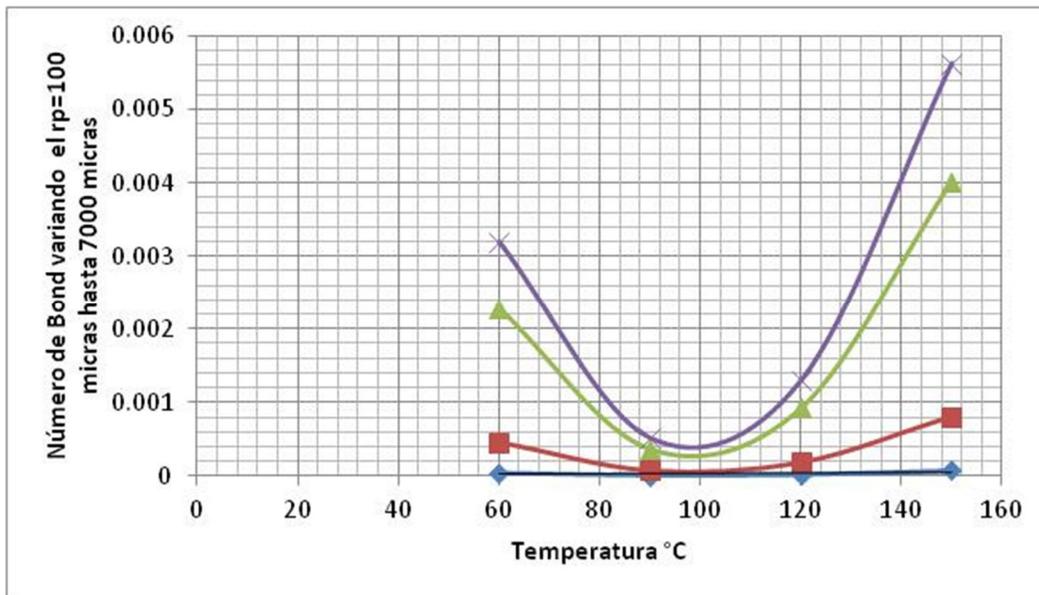


Figura 5.9 Número de Bond con diferentes valores de radio de poro



Ahora variamos el espesor L de L=1 m hasta L=1000 m con $r_p = 1000$ micras como se muestra en la figura 5.10

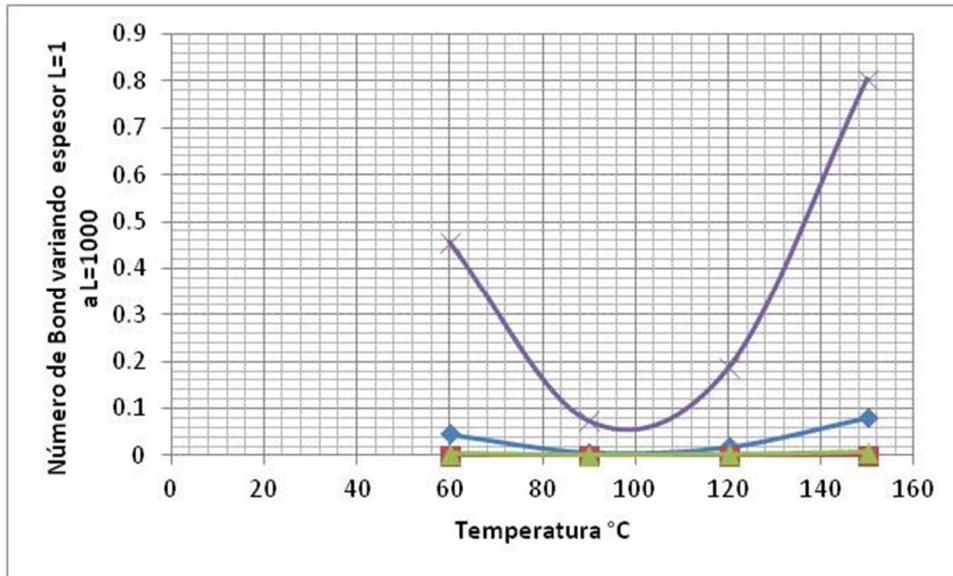


Figura 5.10 Graficando Número de Bond para diferentes espesores



CONCLUSIONES

El trabajo desarrollado fue un estudio experimental para observar el efecto de la temperatura en las variables Tensión interfacial (TIF), el ángulo de contacto, y su efecto consecuente en el número Capilar, y el número de Bond, como una de las variables que alteran la mojabilidad de un sistema roca/agua/aceite. El caso de estudio fue para aceites de los campos Cacalilao y Aguacate, que son de aceite pesado (Aceite Aguacate 15°API, Aceite Cacalilao 12°API)

En el desarrollo experimental se utilizó una celda tipo PVT para altas presiones y temperaturas. La medición de la tensión interfacial y del ángulo de contacto se hizo mediante el análisis del perfil de la gota.

Todas las mediciones se hicieron a partir de las condiciones de yacimiento de cada campo. El incremento de temperatura fue gradual hasta 150° C y cada incremento representó un punto de análisis.

A diferencia de los sistemas reportados en la literatura en este caso se usó aceite vivo reconstituido de los campos Aguacate y Cacalilao del Activo Integral Poza Rica Altamira (AIPRA) de la Región Norte de Pemex Exploración y Producción.

Los resultados obtenidos muestran que puede haber una modificación de la mojabilidad del sistema roca/agua/aceite por el incremento de la temperatura, dado que se observaron modificaciones importantes en la tensión interfacial y el ángulo de contacto. Un punto notable fue que a partir de 100°C se manifiestan con mayor fuerza los cambios en ambas mediciones

La modificación en la mojabilidad de un sistema roca/salmuera/aceite por efecto de la temperatura aun es un problema abierto ya que el mecanismo de alteración aún no está bien definido.

Con la información determinada aun no es factible dar una explicación concluyente sobre los perfiles de TIF y ángulo de contacto en función de la temperatura y su impacto en la mojabilidad de los sistemas evaluados; sin embargo, se piensa que el comportamiento observado en las mediciones tal vez pueda estar enmascarado por cambios de fase debidos a la temperatura y también al estado meta estable de equilibrio entre cada temperatura de prueba impuesta.



RECOMENDACIONES

Para darle continuidad al trabajo desarrollado y lograr un mejor entendimiento de los fenómenos observados se sugiere lo siguiente:

1. Evaluar la TIF y el ángulo de contacto a intervalos más cortos de temperatura y en un rango de temperaturas más altas.
2. Evaluar de la existencia de material asfáltico y si existe redisolución de los mismos en alguna temperatura crítica para este tipo de sistemas.
3. Desarrollar este tipo de estudio en sistemas de aceite vivo con otros tipos de aceites (ligeros, y extra pesado) para establecer una tendencia más general.



REFERENCIAS

1. T. Al Sahhaf, A. Suttar Ahmed, and A. Elkamel “*Producing Ultralow Interfacial Tension at the Oil/Water Interface*” **Petroleum Science and Technology** vol. 20,Nos. 7 & 8,pp 773-788, 2002.
2. Zhichu Bi, Zhenshu Zhang, FeiXu, YueyingQian, and Jiayong Yu. “*Wettability, Oil Recovery, and Interfacial Tension with an SDBS-Dodecane-Kaolin System*. **Journal of Colloid and Interface Science** 214,368-372, 1999 Academic Press
3. Daniel Y. Kwok, Herman Ng, and A. Wilhelm Neuman. “*Experimental Study on Contact Angle Patterns: Liquid Surface Tensions Less than Solid Surface Tensions*” **Journal of Colloid and Interface Science** 225,323-328, 2000.
4. William G. Anderson “Wettability Literature Survey- Part 1: Rock/Oil/Brine interactions and the Effects of Core Handling on Wettability”. **Journal of Petroleum Technology**, October 1986. SPE, Conoco Inc.
5. Emiliano Rodrigo Sosa Massaro “Influencia de la relación de movilidades en la eficiencia de una recuperación secundaria”. **Tesis Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional de Cuyo- Mendoza**.
6. Oil & gas technology, Modeling Wettability Altertion using Chemical EOR Processes in Naturally Fractured reservoirs, **United States Department Of Energy, National Energy Technology Laboratory**, Nov 3 , 2007
7. Investigation of Recovery Mechanism of Steam injection in Heavy Oil Carbonate Reservoir and Mineral Dissolution. SPE 153812 2012, **Chevron Energy Technology Company**. 2012.
8. Wettability Alteration at Elevated Temperatures: The Consequences of Asphaltene Precipitation. **SPE 112428 , Shiraz University**. 2008
9. Heavy-Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs with Varying Wettability by Steam Solvent Co-Injection. SPE/PS/CHOA 117626, **SPE,University of Alberta**. 2008
10. Investigating the Mechanism of Thermally Induced Wettability Alteration. **SPE 120354. EOR Research Centre, Shiraz University, Shiraz Iran, and M.Shafiee, Bahonar University, Kerman**. 2009.