



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estudio exploratorio para la
selección de un proceso de EOR
para un yacimiento de aceite
pesado.**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Leydi Judith Martinez Vertiz

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Simón López Ramírez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



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

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de ingeniería por abrirme sus puertas, brindarme el apoyo que me permitió desarrollarme como profesionista y ser mi segunda casa en estos cinco años de carrera, sin duda alguna mi estancia en la UNAM y en la Facultad es una de las mejores etapas de mi vida.

Al Dr. Simón López Ramírez por su apoyo, tiempo e interés durante el desarrollo de este trabajo, por compartirme sus conocimientos y experiencias buscando siempre realizar las cosas de la mejor manera, por ser un excelente profesor y motivarme a ser una mejor profesionista. Muchas gracias por la confianza y la oportunidad brindada.

No tengo como agradecer la paciencia, el tiempo, la dedicación, el interés y el apoyo brindado por Luis Enrique Diaz Paulino, infinitas gracias por los consejos y por ser estricto conmigo en la realización de este trabajo, me sirvió de mucho.

A Gerardo Mena Hernández, Rodrigo Galicia, Luis Antonio Cervantes y Griselda Martinez por su apoyo y paciencia durante la realización de este trabajo, de verdad muchas gracias, sin su experiencia e ideas no habría podido realizar varias cosas.

A mis padres, María y Basilio por su apoyo incondicional y por todos los sacrificios que hicieron para hacer que hoy este logrando llegar a uno de mis principales objetivos de vida, tengo claro que cada problema, cada carencia, cada regaño, cada lagrима contribuyó a que hoy sea una mejor persona y sobre todo valore lo que tengo a mi alrededor, no me va a alcanzar la vida para agradecerles lo que han hecho por mí.

A mis hermanos, Maribel y Javier, por aguantar mis cambios de mi humor durante la carrera y por siempre apoyarme en todas mis decisiones, no les demuestro muy seguido mi amor, pero de sobra saben que por ustedes me quitaría un riñón si así fuera necesario.



A mis abuelitos, Faustino y Judith, por darme un hogar en mi estancia en la universidad, por consentirme, por apoyarme, por confiar en mí, por tratarme como si fuera su hija y por estar orgullosos de mi siempre, ustedes son parte fundamental de esto y doy gracias a la vida por tenerlos.

A mis tíos, por enseñarme el valor de ser una familia unida, por estar al pendiente de lo que me hacía falta y siempre buscar la forma de ayudarme con lo que fuera.

A mi prima, hermana y comadre, Isabel Martínez por estar siempre para todo incondicionalmente, nunca voy a olvidar que me regaló la laptop con la que estudié para el examen de admisión de la UNAM y por darme a esas dos personitas que quiero con todo mi corazón.

A todo el equipo de trabajo de la USIP por apoyarme en el desarrollo de los experimentos, así como a los chicos de Servicio Social.

Al proyecto SENER-CONACyT 185183 por facilitarme las herramientas necesarias para llevar a cabo este trabajo de tesis y brindarme la oportunidad de formar parte de esta investigación que reforzó mis conocimientos adquiridos en la carrera.

Finalmente, muchas gracias a mis amigos, a los que estuvieron siempre en estos 5 años en la facultad de ingeniería.



CONTENIDO

OBJETIVO GENERAL	1
OBJETIVOS PARTICULARES.....	1
RESUMEN	2
INTRODUCCIÓN	3
Capítulo 1 : Características generales del aceite pesado.....	5
1.1 Definición de Petróleo Pesado.....	5
1.2 Origen del petróleo pesado.....	5
1.3 Principales características de los crudos pesados.	6
1.3.1 Viscosidad	6
1.3.2 Comportamiento Reológico	7
1.3.3 Densidad °API	9
1.3.4 Densidad del aceite.	10
1.3.5 Análisis SARA.....	10
1.3.6 Composición típica de un aceite pesado.	12
1.4 Problemas presentes en yacimientos de aceite pesado.	14
1.4.1 Problemas en el Yacimiento	14
1.4.1.1 Asfaltenos.....	15
1.4.1.2 Parafinas.....	17
1.4.1.3 Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC).....	19
Capítulo 2 : Interacción del sistema roca-fluidos de un aceite pesado.....	21
2.1 Movilidad	21
2.1.1 Razón de movilidad	21



2.2 Mojabilidad	22
2.2.1 Ángulo de contacto	23
2.2.2 Factores que afectan la mojabilidad original del yacimiento.....	25
2.3 Mecanismos de recuperación en yacimientos naturalmente fracturados.	
.....	28
2.3.1 Expansión.....	28
2.3.2 Imbibición capilar	28
2.3.3 Drene gravitacional por gas	29
2.3.4 Difusión.....	29
2.4 Importancia del Petróleo Pesado.....	29
Capítulo 3 : Métodos de recuperación mejorada para Yacimientos	
Naturalmente Fracturados de aceite pesado.	32
3.1 Métodos térmicos para yacimientos naturalmente fracturados de	
aceite pesado	33
3.1.1 Inyección de vapor.....	33
3.1.2 Combustión in-situ	37
3.2 Métodos químicos en Yacimientos Naturalmente Fracturados de	
aceite pesado.	39
3.2.1 Inyección de polímeros	40
3.2.2 Inyección de álcalis.....	43
3.2.3 Inyección de surfactante.....	44
3.3 Métodos miscibles en yacimientos naturalmente fracturados	45
3.3.1 Inyección de dióxido de carbono	46
Capítulo 4 : Desarrollo experimental	49
4.1 Caracterización de aceite pesado.....	54
4.1.1 Recolección de la información disponible del yacimiento	54



4.1.2	Caracterización de la muestra de aceite pesado M771	54
4.1.2.1	Comportamiento reológico	55
4.1.2.2	Viscosidad a condiciones de yacimiento.....	55
4.1.2.3	Porcentaje de agua y sedimentos	55
4.1.2.4	Ángulo de contacto.....	55
4.2	Selección del método de EOR	56
4.3	Aplicación del método de EOR seleccionado	57
4.3.1	Caracterización petrofísica del tapón de roca seleccionado	58
4.3.1.1	Porosidad con agua de formación sintética M848.....	59
4.3.1.2	Permeabilidad con agua de formación sintética M848.....	60
4.3.2	Llevar el tapón de roca a condiciones de Swirr	61
4.3.3	Imbibición capilar espontánea a temperatura de yacimiento con agua de formación sintética y surfactante.	62
4.3.3.1	Imbibición capilar espontánea a temperatura de yacimiento con agua de formación sintética M848.....	63
4.3.3.2	Imbibición capilar espontánea a temperatura de yacimiento con inyección de surfactante	65
Capítulo 5 : Resultados del desarrollo experimental		67
5.1	Caracterización de aceite pesado.....	67
5.1.1	Recolección de información disponible del yacimiento.....	68
5.1.2	Caracterización de la muestra de aceite pesado	68
5.1.2.1	Comportamiento reológico	68
5.1.2.2	Viscosidad a temperatura y presión de yacimiento	71
5.1.2.3	Porcentaje de agua y sedimentos	74
5.1.2.4	Ángulo de contacto.....	74
5.2	Aplicación del método de EOR seleccionado	78



5.2.1	Caracterización del tapón de roca seleccionado.	78
5.2.2	Llevar a condiciones de S_{wirr} el tapón de roca seleccionado.	79
5.2.3	Imbibición capilar espontánea a condiciones de yacimiento con agua de formación sintética y surfactante.	82
Capítulo 6 Análisis de resultados		85
6.1	Caracterización de aceite pesado	85
6.2	Aplicación del método de EOR seleccionado	89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		92
NOMENCLATURA		94
ANEXO A1: Análisis Stiff & Davis del agua de formación sintética M848		95
BIBLIOGRAFÍA		97



LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Clasificación de los fluidos	8
Figura 1.2: Precipitación y deposición de asfaltenos presentes a lo largo del sistema de producción (Akbarzadeh, Hammami, Kharrat, & Zhang, 2007).	17
Figura 2.1: Ángulo de contacto medido a través de la fase acuosa. (G. Anderson , 1986).	24
Figura 2.2: Total de reservas de petróleo del mundo. (Alboudwarej, Felix, & Taylor, 2006)	30
Figura 3.1: Diagrama típico de la Combustión in-situ. (Doralah , 2007)	37
Figura 3.2: Representación esquemática de la inyección de químicos. (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019)	40
Figura 3.3: Diagrama de inyección de polímeros. (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019)	42
Figura 3.4: Diagrama de inyección de álcalis. (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019).	44
Figura 3.5: Esquema del proceso de inyección de CO ₂ . (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019).	47
Figura 4.1: Esquema de las actividades realizadas para la imbibición capilar espontánea con agua de formación sintética y surfactante.	57
Figura 4.2: Diagrama representativo del Permeámetro USIP utilizado para la caracterización petrofísica del tapón de roca.	58
Figura 4.3: Celda de Imbibición de Alta Presión y Alta Temperatura con tapón y agua de formación sintética en el interior.	65
Figura 5.1: Gráfico del Comportamiento Reológico de la muestra M771 en una rampa de temperatura de 20°C hasta 100°C, rapidez de corte de 0.01 s ⁻¹ hasta 100 s ⁻¹ y presión atmosférica.	69



Figura 5.2: Gráfico de la viscosidad de la muestra M771 en una rampa de temperatura de 20 °C hasta 100 °C, con rapidez de corte constante de 0.1 s ⁻¹ y presión atmosférica.	71
Figura 5.3: Gráfico del comportamiento de la viscosidad en un rango de temperatura de 100°C hasta 180°C y presión de yacimiento de 1779 psi en escala normal.....	73
Figura 5.4: Gráfico del comportamiento de la viscosidad en un rango de temperatura de 100°C hasta 180°C y presión de yacimiento de 1779 psi en escala logarítmica.	74
Figura 5.5: Ángulo de contacto obtenido en el estado inicial de la prueba 1.....	76
Figura 5.6: Ángulo de contacto obtenido en el estado final, después del periodo de estabilización de 15 hrs de la prueba 1.	76
Figura 5.7: Ángulo de contacto obtenido en el estado inicial de la prueba 2.....	77
Figura 5.8: Ángulo de contacto obtenido en el estado final, después del periodo de estabilización de 15 hrs de la prueba 2.	77
Figura 5.9: Precipitados en el capilar del equipo de medición del ángulo de contacto.	77
Figura 5.10: Muestra de roca Guelph Dolomite seleccionada para realizar la imbibición capilar espontánea.	79
Figura 5.11: Vial 3 Volumen de aceite producido sin producción de agua.	80
Figura 5.12: Vial 1 Volumen muerto de agua.	80
Figura 5.13: Vial 2 Volumen de agua y aceite producido.	80
Figura 5.14: Tapón de roca Guelph Dolomite llevado a condiciones de Swirr.	81
Figura 5.15: Condiciones del tapón después de la imbibición capilar con agua de formación sintética y tensoactivo.....	83
Figura 5.16: Bureta con aceite pesado M771 producido durante la imbibición capilar espontánea con surfactante.	83
Figura 6.1: Gráfico del Comportamiento Reológico de la muestra M771 en una rampa de temperatura de 20°C hasta 100°C, rapidez de corte de 0.01 s ⁻¹ hasta 100 s ⁻¹ y presión atmosférica.	87
Figura 6.2: Gráfica de FR vs tiempo del proceso de imbibición capilar espontánea con agua de formación sintética M848 y surfactante Q499-I	91



LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1: Clasificación del crudo de acuerdo a su densidad °API (Curtis & Kopper, Yacimientos de petróleo pesado, 2002/2003).	10
Tabla 1.2: Porcentaje en peso de cada una de las fracciones SARA de un aceite pesado. (Santos , Loh, & Bannwart, 2014).....	12
Tabla 1.3: Composición SARA Y gravedad API de aceite pesado en diferentes regiones. (Santos , Loh, & Bannwart, 2014).....	12
Tabla 1.4: Composición típica elemental para un aceite pesado (Santos , Loh, & Bannwart, 2014).....	13
Tabla 2.1: Distribución de la mojabilidad de los yacimientos, basada en el ángulo de contacto. (G. Anderson , 1986).	24
Tabla 4.1: Lista de muestras de roca y aceite utilizadas en el desarrollo experimental.	49
Tabla 4.2: Lista de productos químicos utilizados en el desarrollo experimental. ..	50
Tabla 4.3: Lista de equipos de laboratorio utilizados en el desarrollo experimental	50
Tabla 4.4: Lista de métodos y procedimientos utilizados en el desarrollo experimental.....	51
Tabla 4.4: Lista de métodos y procedimientos utilizados en el desarrollo experimental (continuación).	52
Tabla 4.4: Lista de métodos y procedimientos utilizados en el desarrollo experimental (Continuación).....	53
Tabla 4.7: Condiciones experimentales para la medición de la porosidad con agua de formación sintética.	59
Tabla 4.8: Viscosidad del agua de formación sintética.....	59
Tabla 4.9: Condiciones experimentales a las que se determinó la permeabilidad.	60



Tabla 4.10: Condiciones experimentales para llevar el tapón de roca a condiciones de S_{wirr}	61
Tabla 4.11: Condiciones experimentales de la Imbibición capilar espontánea con agua de formación sintética.....	63
Tabla 4.12: Condiciones experimentales para la Imbibición capilar espontánea con surfactante Q499-I.....	66
<i>Tabla 5.1: Propiedades del sistema roca-fluido de la muestra de aceite pesado y características del Campo de Aceite Pesado Marino.</i>	68
Tabla 5.2: Viscosidad obtenida de la muestra de aceite M771 a condiciones de yacimiento.	71
Tabla 5.3: Valores de viscosidad de la muestra de aceite M771 a diferentes temperaturas generados por el Viscosímetro PVT a una presión de 1779 psi.....	72
Tabla 5.4: Porcentaje de agua y sedimentos de la muestra de aceite M771.	74
Tabla 5.5: Resultados de la medición de ángulo de contacto de la muestra de aceite de pesado del Campo Marino con un añejamiento de 47 días.....	75
Tabla 5.6: Resultados de la medición de ángulo de contacto de la muestra de aceite de pesado del Campo Marino con un añejamiento de 49 días.....	76
Tabla 5.7: Datos de la muestra del tapón de roca seleccionada.	78
Tabla 5.8: Cantidad de aceite y agua recuperados en cada vial durante el desplazamiento de aceite M771 en el tapón de roca GuelPTH Dolomite.	80
Tabla 5.9: Valor de S_o y S_{wirr} obtenidos del experimento.....	81
Tabla 5.10: Volumen producido por el tapón de roca Guelpth Dolomite durante la Imbibición capilar espontánea con surfactante Q499-I y factor de recuperación correspondiente al volumen producido.....	84



OBJETIVO GENERAL

- Seleccionar y evaluar un proceso de EOR para un YNF de aceite pesado con base en el análisis de información bibliográfica y resultados experimentales.

OBJETIVOS PARTICULARES

- Revisar la información técnica disponible del campo.
- Realizar la caracterización del sistema roca-fluidos.
- Seleccionar el método de EOR apropiado considerando los resultados experimentales, la información técnica recabada y la revisión de la literatura.
- Evaluar experimentalmente el método de EOR seleccionado a través del comportamiento del factor de recuperación de aceite.



RESUMEN

En este trabajo se presenta el proceso de selección de un método EOR para un yacimiento de aceite pesado, con el objetivo de aumentar el factor de recuperación haciendo uso de condiciones de yacimiento y metodologías experimentales, con base a la información técnica del campo y siguiendo procedimientos desarrollados en la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera, respectivamente, para finalmente seleccionar el método de EOR apropiado a este caso de estudio.

El aceite que se estudia proviene de un yacimiento fracturado por lo cual es importante que el método de EOR considere ambos retos, la producción de aceites pesados y los mecanismos de recuperación en los yacimientos fracturados. Condiciones adicionales como la profundidad del yacimiento y su ubicación complican la selección del método.

Derivado de la caracterización experimental del sistema roca-fluidos y de la revisión bibliográfica donde se expresa que uno de los mejores mecanismos de recuperación en yacimientos fracturados es la imbibición capilar por efecto de la aplicación de químicos, se seleccionó el método de EOR por surfactantes (tensoactivos). El desarrollo experimental de este método se llevó a cabo en condiciones estáticas en una celda de imbibición de alta presión y alta temperatura, con la finalidad de evaluar este método a condiciones de yacimiento.



INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de aceite pesado (fracturados o no fracturados) representan en la actualidad un reto importante para la industria, ya que poseen características que complican su caracterización, modelado, cuantificación de reservas y explotación.

A pesar de las grandes reservas que se tienen a nivel mundial de petróleo pesado, su exploración está limitada por las altas viscosidades que presentan. Si bien otros factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan como se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera, resaltando la importancia de la viscosidad ya que está relacionada directamente con la movilidad del aceite pesado.

El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; como Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Originalmente, cuando la roca produce petróleo crudo, este no es pesado, el petróleo se vuelve pesado luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado, ya que el petróleo se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen. (Curtis , Kopper , Decoster , & Guzmán García, 2002-2003).

Debido a las altas viscosidades del aceite en este tipo de yacimientos, las recuperaciones son deficientes y las tasas de producción son poco económicas. Para lo anterior, se aplican métodos de recuperación mejorada que aumentan la producción de aceite pesado, estos se clasifican en térmicos y no térmicos, requieren de altos costos de inversión y de amplios conocimientos de las propiedades del yacimiento.

En este trabajo se plantea un estudio exploratorio experimental para un yacimiento de aceite pesado que considere las propiedades particulares del fluido que deriven



en una correcta selección del proceso de recuperación mejorada más eficiente. El estudio consiste en dos etapas, la primera involucra la caracterización del fluido y del sistema roca-fluido y la segunda etapa, en evaluar los aspectos básicos de los procesos de recuperación mejorada afines a este tipo de yacimientos.

En el capítulo I se establece un panorama general de las principales características y propiedades del aceite pesado. El capítulo II explica la interacción entre el sistema roca-fluido en un yacimiento de aceite pesado incluyendo además los mecanismos de recuperación en medios fracturados. El capítulo III, se describen los métodos de recuperación mejorada aplicables a los yacimientos fracturados de aceite pesado.

En el capítulo IV se desarrolla en tres etapas, la primera explica la metodología experimental llevado a cabo para los experimentos necesarios en la caracterización de la muestra de aceite pesado, donde se obtuvo la viscosidad a condiciones de yacimiento, comportamiento reológico, mojabilidad y porcentaje de agua y de sedimentos. En la segunda, se explica la forma en que se seleccionó el método de EOR. Finalmente, en la tercera se describe el desarrollo experimental para el método de EOR seleccionado.

Para darle seguimiento al capítulo anterior, en el capítulo V se muestran y analizan los resultados obtenidos de los experimentos realizados en las tres etapas descritas en el Capítulo IV, así como de la información técnica que se obtuvo. En el capítulo VI se realiza un análisis de los resultados obtenidos, además de una evaluación del método de EOR seleccionado.

Finalmente, seleccionar un método de EOR para un yacimiento de aceite pesado resulta ser complejo ya que son muchas las variables que deben considerarse. El método que se seleccionó en este trabajo se enfoca en la reducción de la tensión interfacial, para desplazar volúmenes de aceite pesado atrapados, en la selección del método de EOR se consideró también que se trata de un yacimiento marino, de alta profundidad y fracturado. Este último factor influye mucho en que se realice imbibición capilar, ya que para los yacimientos fracturados este es uno de los principales mecanismos de recuperación de aceite.



Capítulo 1 : Características generales del aceite pesado.

1.1 Definición de Petróleo Pesado

Se llama petróleo pesado a los crudos con alta viscosidad, típicamente superior a 10 cP y alta gravedad específica. La API clasifica a este tipo de crudo, como crudos con una gravedad inferior a 22.3° API.

El petróleo pesado está conformado por moléculas que son llamadas hidrocarburos, los cuales son compuestos orgánicos de carbono e hidrógeno. Los petróleos pesados generalmente presentan una relación hidrógeno-carbono baja, alto contenido de asfaltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados y números ácidos más elevados. (Curtis , Kopper , Decoster , & Guzmán García, 2002-2003).

Aunque no existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, estos términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir a los petróleos pesados.

1.2 Origen del petróleo pesado

Los petróleos pesados se originan como petróleos convencionales que migran en sentido ascendente en dirección hacia trampas más someras, donde subsecuentemente se degradan a petróleo pesado. La mayor parte de los recursos mundiales de petróleo pesado se encuentra alojada en enormes depósitos someros emplazados en los flancos de las cuencas de antepaís. Las cuencas de antepaís son depresiones extensas formadas por el hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis. Los sedimentos marinos de la cuenca se convierten en la roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos que migran echado



(buzamiento) arriba constituyendo sedimentos erosionados de las cadenas montañosas modernas. Los sedimentos fríos y someros a menudo carecen de rocas de cubierta efectivas que actúan como sello, lo que crea las condiciones apropiadas para la degradación severa de los hidrocarburos. A lo largo de las escalas de tiempo geológico, los microorganismos metabolizan los hidrocarburos más livianos y producen metano e hidrocarburos pesados enriquecidos.

Esta biodegradación en sitio incrementa la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre del petróleo. Dado que las condiciones óptimas para la degradación microbiana se dan en los yacimientos a temperaturas inferiores a 80°C, el proceso se limita a los yacimientos situados a una profundidad de aproximadamente 1,5-2 km. Existen además otros procesos, tales como la migración preferencial de los hidrocarburos más livianos, el lavado con agua o la evaporación, que también pueden degradar el petróleo. Se ha encontrado petróleo pesado en formaciones geológicamente modernas de edad Pleistoceno, Plioceno y Mioceno y en formaciones más antiguas del Cretácico, el Mississippiano y el Devónico. (Curtis , Kopper , Decoster , & Guzmán García, 2002-2003).

1.3 Principales características de los crudos pesados.

Las propiedades características más comunes de este petróleo crudo son: alta gravedad específica/densidad, en algunos alto Número Total de Ácidos (TANs), bajas relaciones de carbono-hidrogeno, altos residuos de carbono, alto contenidos de asfaltenos, azufre, metales pesados y nitrógeno. A continuación, se describen las características más importantes. (Georgie & Smith, 2012).

1.3.1 Viscosidad



Es una propiedad de los fluidos que indica su resistencia al flujo, indica con cuanta facilidad fluye un líquido en el medio poroso, las unidades en las que se expresa es el centipoise (cP).

Se define a través la ley de la viscosidad de Newton de la siguiente manera:

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \quad (1.1)$$

μ : *viscosidad*

γ : *velocidad de corte.*

τ : *esfuerzo de corte.*

La viscosidad es una propiedad característica del petróleo, la viscosidad de los crudos pesados, esta entre 20 cP y más de 1,000,000 cP a condiciones estándar. Para los aceites pesados, la caracterización del comportamiento de la viscosidad es de gran importancia, ya que, hasta pequeños cambios de presión, temperatura y composición, pueden tener efectos grandes sobre los regímenes de producción y los volúmenes de aceite recuperables, además de que resulta ser un parámetro importante para la selección del método de EOR más apropiado al tipo de aceite evaluado. Para evitar cambios no deseados en la viscosidad y la precipitación de sólidos, las mediciones de laboratorio monitorean los cambios producidos en la reología del aceite, con los cambios de presión, temperatura y composición. (Henaut , Argillier, & Pierre , 2003)

1.3.2 Comportamiento Reológico



La reología es la ciencia que estudia la deformación y flujo de la materia cuando está sometida a tensiones y esfuerzos. Su objetivo está restringido a la observación del comportamiento de materiales sometidos a deformaciones muy sencillos, desarrollando posteriormente un modelo matemático que permita obtener las propiedades reológicas del material.

Un fluido es capaz de fluir debido a las fuerzas de cohesión en sus moléculas y suele deformarse continuamente cuando se somete a un esfuerzo cortante. La viscosidad es una propiedad de transporte, ya que cuantifica la conductividad de cantidad de movimiento a través de un medio conductor o fluido. Se interpreta como la resistencia que ofrecen los fluidos a ser deformados cuando son sometidos a un esfuerzo.

La clasificación de los fluidos, como se muestra en la Figura 1.1 está dada por las diferentes características reológicas que pueden ser descritas a través del uso de un viscosímetro.

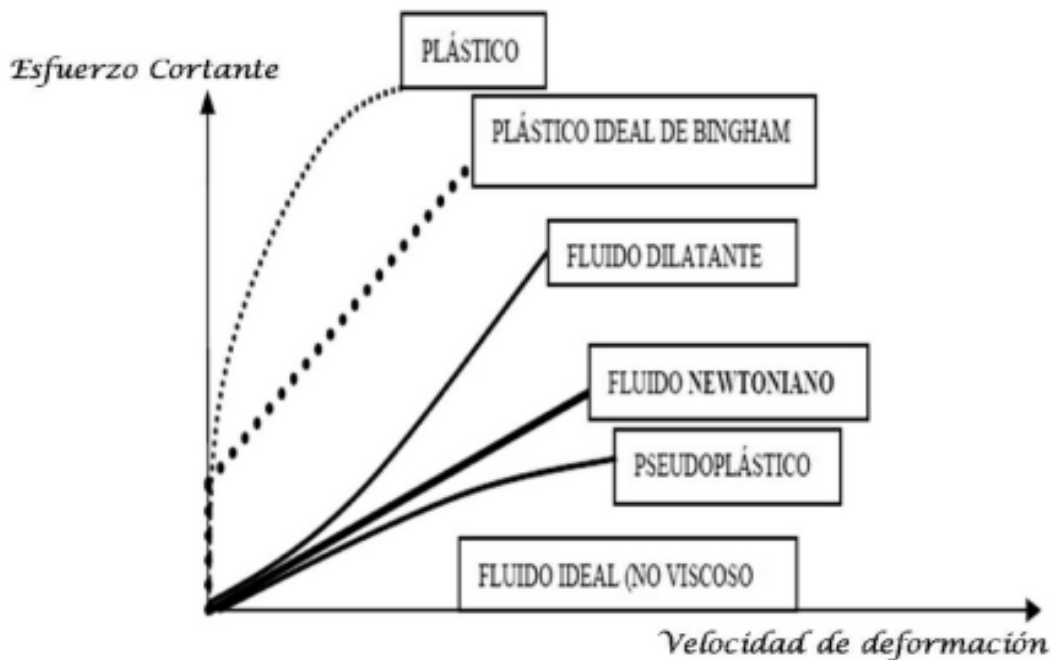


Figura 1.1: Clasificación de los fluidos



Los fluidos newtonianos poseen una relación lineal entre la magnitud del esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de deformación resultante. Lo anterior, indica una viscosidad constante a diferentes velocidades de corte; cuando no presentan tal característica, entonces se denominan fluidos no newtonianos y acorde a su dependencia con el tiempo se identifican como tixotrópico. (Regalado Méndez & Noriega Ramos , 2008).

En el caso de fluidos similares al petróleo pesado, se han realizado investigaciones donde se ha demostrado que manifiestan un comportamiento pseudoplástico. (Alfonso & Delgado Drubey , 2008).

1.3.3 Densidad °API

Escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La fórmula arbitraria utilizada para obtener este efecto es (Glossary O. , 2019):

$$API = \left(\frac{141.5}{GE} a 60^{\circ}F \right) - 131.5 \quad (1.2)$$

Donde:

GE: gravedad específica.

En Tabla 1.1 se muestra la clasificación de los crudos de acuerdo con la API:



Tabla 1.1: Clasificación del crudo de acuerdo a su densidad °API (Curtis & Kopper, Yacimientos de petróleo pesado, 2002/2003).

Densidad, °API	Gravedad específica	Crudo
>39	<0.83	Superligero
31.1-39	0.87-0.83	Ligero
22.3-31.1	0.92-0.87	Mediano
10-22.3	1-0.92	Pesado
<10	>1	Extrapesado

Los crudos pesados, de acuerdo con la American Petroleum Institute son aquellos que tienen una gravedad API entre 10° y 22.3°.

1.3.4 Densidad del aceite.

La densidad es una propiedad termodinámica que se define como; la masa de una sustancia a ciertas condiciones en una determinada unidad de volumen. La densidad depende de la presión y temperatura, sin embargo, obtener exactitud en las mediciones de densidad de algunos fluidos es complejo y para eso se han desarrollado nuevas técnicas de medición y en especial para mediciones a altas presiones y temperaturas.

La densidad de un líquido se afecta con cambios en la presión y la temperatura, por esta razón la densidad del aceite a condiciones de yacimiento es diferente que a las condiciones de superficie. La densidad de los petróleos pesados se encuentra entre 1 0.92 gr/cm³ y 0.92 gr/cm³ de acuerdo a su densidad en °API. (Henaut , Argillier, & Pierre , 2003).

1.3.5 Análisis SARA



El análisis SARA es el método más utilizado para describir fracciones de petróleo, SARA clasifica los aceites crudos según su polaridad de fracción mediante una técnica cromatográfica que divide el aceite en cuatro fracciones principales. De estas cuatro fracciones proviene el nombre del análisis: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos. (*Santos , Loh, & Bannwart, 2014*).

- Los saturados están compuestos de hidrocarburos no polares, con cadenas lineales o ramificadas, así como parafinas cíclicas alifáticas.
- Los aromáticos corresponden a la fracción que contiene compuestos con uno o más anillos aromáticos unidos a cadenas alifáticas.
- Las resinas y los asfaltenos están formados por compuestos de alto peso molecular, que contienen heterocompuestos de petróleo crudo. Las resinas son insolubles en propano y solubles en pentano e hidrocarburos superiores, cuya densidad es aproximadamente igual a 1 gr/cm³ y la masa molar varía de 500 a 2000 g/mol.
- Los asfaltenos se definen comúnmente como la fracción de petróleo crudo insoluble en n-alquenos de bajo peso molecular; son solubles en tolueno o benceno y están en una clase de macromoléculas de petróleo compuestas de policondensados aromáticos.

En la Tabla 1.2 se muestra el porcentaje en peso de asfaltenos, resinas, aromáticos y saturados en aceite pesado.



Tabla 1.2: Porcentaje en peso de cada una de las fracciones SARA de un aceite pesado. (Santos , Loh, & Bannwart, 2014).

Fracción	Porcentaje en peso [%]
Asfaltenos	14.1
Resinas	37.3
Aromáticos	37.2
Saturados	11.4

El análisis SARA confirma el aumento esperado del contenido de resinas y asfaltenos con la disminución de la densidad API. Por lo que los aceites pesados tienden a tener un mayor contenido de resinas y asfaltenos, mientras que los aceites ligeros cuentan con una alta concentración de saturados y aromáticos. Lo descrito anteriormente se puede observar en la Tabla 1.3, donde se hace una comparación del porcentaje en peso de las fracciones SARA en diferentes aceites y se observa que en grados API menores la cantidad de resinas y asfaltenos es mayor mientras que el porcentaje de saturados y aromáticos disminuye. (Speight , 1999).

Tabla 1.3: Composición SARA Y gravedad API de aceite pesado en diferentes regiones. (Santos , Loh, & Bannwart, 2014).

Origen	Saturados [Wt%]	Aromáticos [Wt%]	Resinas [Wt%]	Asfaltenos [Wt%]	Gravedad API
Alaska	23	22	35	18	10.4
Canada	18	27	27	15	11.3
Texas	4	17	37	43	5
Utah	19	14	46	20	8.05
Venezuela	19	32	29	18	8.05

1.3.6 Composición típica de un aceite pesado.

Los hidrocarburos son una mezcla compuesta de átomos de carbono e hidrógeno que se encuentran en los espacios porosos de la roca. Cabe recalcar que el petróleo



crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales que se encuentran en menor cantidad.

En la Tabla 1.4 se muestra la composición típica del petróleo pesado con base a un análisis elemental y a un análisis SARA.

Tabla 1.4: Composición típica elemental para un aceite pesado (Santos , Loh, & Bannwart, 2014).

Fracción	Porcentaje en peso [%]	Composición elemental basada en C ₂₀₊ [%]					Metales pesados
		C	H	N	O	S	
Asfaltenos	14.1	83.8	7.5	1.3	1.7	4.8	360 [ppm]
Resinas	37.3	82.8	8.9	1.5	2.0	4.3	
Aromáticos	37.2	84.3	10	<0.3	1.1	4	
Saturados	11.4	86.6	13	<0.3	<0.2	<0.1	

Las especies químicas que contienen átomos de azufre a menudo se consideran dañinas por sus efectos en el proceso de refinación. Los tipos más comunes son tioles, sulfuros, tiofeno y sus derivados. Los compuestos nitrogenados son generalmente básicos, formados por piridina y sus homólogos.

Los metales están generalmente presentes en forma de sales orgánicas disueltas en agua emulsionada con aceite. Los aceites pesados a menudo contienen una gran porción de níquel y vanadio, que forman quelatos con porfirinas. Estos compuestos metálicos son responsables de la contaminación del catalizador y los problemas de corrosión.

Los compuestos oxigenados aparecen como grupos carboxílicos y fenólicos, aunque también se ha identificado la presencia de cetonas, éteres y anhídridos. El contenido de estos compuestos determina la acidez del aceite, que es particularmente importante en el proceso de refinación y, por lo tanto, afecta su precio de mercado. Estas características pueden ocurrir en la misma estructura molecular, aumentando aún más la complejidad y la dificultad de la caracterización de los compuestos presentes en el petróleo crudo. (Santos , Loh, & Bannwart, 2014).



De la Tabla 1.4 se observa que los alquitrines tienen un menor porcentaje de hidrógenos en comparación al porcentaje que tienen los saturados, al aumentar la cantidad de hidrógenos en los alquitrines se realiza un proceso llamado hidrogenación, este proceso es el inverso de la oxidación es decir en este caso se elimina el oxígeno y se adiciona hidrógeno. Los compuestos insaturados (con enlaces dobles o triples), tienden a saturarse formando enlaces sencillos.

1.4 Problemas presentes en yacimientos de aceite pesado.

Son varios los desafíos que se presentan en el procesamiento y aseguramiento de flujo asociados con la producción de aceite pesado, estos desafíos generalmente se abordan en la etapa temprana del desarrollo y tienen mucho que ver con el diseño de los equipos a utilizar. Un aspecto crítico del diseño es la precisión y confiabilidad de los datos de la caracterización del fluido ya que estos regularmente son pasados por alto o malinterpretados. La alta viscosidad y la baja gravedad específica son usualmente el principio de preocupación del equipo de diseño al contemplar los componentes del proceso y las prácticas de operación. El impacto de alquitrines, parafinas, naftenatos, deposición a escala inorgánica y estabilidad de la emulsión son unos de los muchos desafíos que se pueden y deben ser considerados a detalle en el diseño. A pesar de que todos los yacimientos son únicos, por las diferentes condiciones, propiedades y características que presentan, los yacimientos de crudos pesados, tienen problemáticas similares. (Georgie & Smith, 2012)

1.4.1 Problemas en el Yacimiento

El problema principal que se presenta en el yacimiento, es generado a causa de los depósitos de parafinas y alquitrines, provocando la reducción de la permeabilidad en la zona vecina del pozo y reduciendo la capacidad de aporte de fluidos de la formación productora al pozo.



1.4.1.1 Asfaltenos

Los asfaltenos son una familia de compuestos orgánicos y son definidos usualmente como la fracción de aceite crudo que precipita en un solvente alifático (n-pentano o n-heptano) aun soluble en tolueno. Los asfaltenos son la fracción más aromática y polar del aceite crudo y tienen el mayor contenido de heteroátomos y metales. Consisten en una variedad de especies moleculares con masas molares de al menos 1,000 g / mol. (Yarranton , 2000).

- **Factores que influyen en la precipitación de asfaltenos.**

Los factores que provocan la precipitación y la deposición de asfaltenos son los cambios en las siguientes propiedades:

- Presión
- Temperatura
- Composición
- Tasa de corte

Estos cambios pueden ser inducidos por una diversidad de procesos, incluyendo el agotamiento primario, la inyección de gas natural o dióxido de carbono, los tratamientos de acidificación y la producción mezclada de fluidos incompatibles entre sí.

Los petróleos crudos que exhiben procesos de precipitación y deposición de asfaltenos durante el proceso de agotamiento primario, son habitualmente subsaturados, lo que significa que existen en el yacimiento a presiones superiores a la presión de burbujeo, y que tienden a tener bajo contenido de gas.

Durante la producción del yacimiento, a una temperatura constante, una vez que la presión se reduce para intersecar la envolvente de precipitación de asfaltenos. Los asfaltenos disueltos comienzan a precipitar y se depositan potencialmente en el



yacimiento y en las líneas de flujo. Por lo general, la cantidad de asfalto precipitado se incrementa a medida que se reduce la presión, y alcanza un punto máximo con la presión de burbujeo.

En los experimentos de laboratorio, se muestra como los cambios de presión y temperatura o composición pueden hacer que los asfaltenos del petróleo crudo floculen y formen depósitos espesos. En ciertos petróleos crudos, los asfaltenos pueden permanecer en una “solución” estable y una concentración extremadamente alta sin precipitación. (Akbarzadeh , Hammami, Kharrat, & Zhang, 2007)

- **La precipitación y deposición de asfaltenos se manifiesta en todas las etapas de la producción de petróleo:**

Los asfaltenos pueden acumularse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación hasta las bombas, las tuberías de producción, los cabezales de pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de flujo y las instalaciones de superficies, lo descrito anteriormente se muestra en la Figura 1.2.

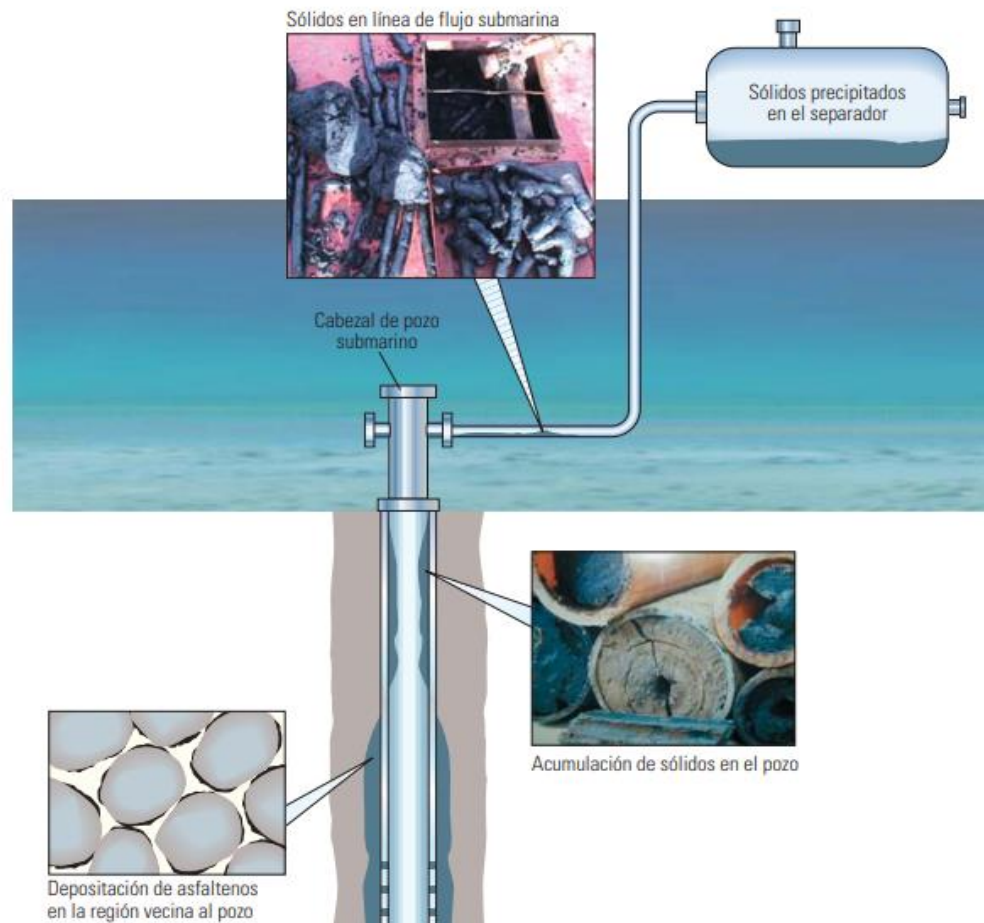


Figura 1.2: Precipitación y deposición de asfaltenos presentes a lo largo del sistema de producción (Akbarzadeh, Hammami, Kharrat, & Zhang, 2007).

1.4.1.2 Parafinas

Las parafinas constituyen una familia de hidrocarburos también conocidos como alcanos o parafínicos. Están caracterizadas por tener longitudes de C_{18} hasta C_{60} .



Su peso molecular oscila entre 320 y 800 gr/mol, presentan consistencia sólida a temperatura ambiente, poseen cadenas lineales (n-alcanos) o ramificados (isoalcanos), compuestas por carbonos saturados, representados por la fórmula general C_nH_{2n+2} , presentan temperaturas de fusión de 64°F a 211°F. Los depósitos de parafina están acompañados de resinas, material asfáltico, arena, escamas y en ocasiones agua. Son cristalinas y tienden a cristalizar y precipitar del crudo por debajo de su punto de cristalización. Las parafinas son moléculas no polares.

- **La precipitación y deposición de parafinas se manifiesta en todas las etapas de la producción de petróleo:**

En el yacimiento: reduce el diámetro de la garganta del poro, lo cual causa una disminución en el aporte de fluido de la formación productora.

Cerca del pozo: ocasiona daños a la formación y obstruye los orificios cañoneados.

En los sistemas de producción: reduce el radio efectivo por el cual se origina, esto conlleva a una disminución del nivel de fluido en los sistemas de almacenamiento.

- **Factores que afectan la precipitación de las parafinas**

La precipitación de parafinas se desencadena por varios factores, entre los que se puede mencionar:

- Cambios de presión
- Temperatura
- Composición química del crudo
- Mezclas con diluyentes u otros aceites
- Durante la estimulación ácida.



Por otro lado, la solubilidad de la parafina en el crudo es una variable muy importante, ya que disminuye en el momento de la precipitación a causa del cambio de las propiedades termodinámicas del crudo.

Asimismo, se puede decir que la mayor causa de la disminución de la solubilidad de la parafina en el crudo, es el descenso de la temperatura, que puede provocarse por la disminución de presión que experimenta el crudo a medida que se acerca a la superficie o por la expansión que ocurre cuando el crudo sale de la formación hacia el pozo. La pérdida de gas e hidrocarburos livianos del crudo también disminuyen la solubilidad de la parafina, este efecto contribuye a la deposición en líneas de superficie y tanques. Altas relaciones gas-aceite (GOR), evitan los problemas de deposición de parafina.

El daño a la formación es probablemente el mayor problema causado por parafina en la industria del petróleo. La precipitación de parafinas en la cara de la formación es casi irreversible, debido a que la cera, una vez precipitada de la solución, es muy difícil de disolver nuevamente en el mismo fluido, incluso elevando la temperatura a la del crudo en formación; por supuesto, yacimientos con temperaturas mucho más elevadas que el punto de disolución (melting point) de la parafina precipitada, no son afectados.

1.4.1.3 Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC)

En el Índice de Inestabilidad Coloidal el petróleo se considera como un sistema coloidal que toma en cuenta las fracciones del análisis SARA. Este índice expresa la estabilidad de los asfaltenos en función de estas fracciones y se define como la relación entre la suma de los asfaltenos y los componentes desfavorables a su estabilidad en el petróleo, es decir, sus floculantes (saturados), y la suma de sus agentes peptizantes (aromáticos y resinas), que constituyen los componentes favorables a la estabilidad de los asfaltenos.



$$IIC = \frac{(\%Asfaltenos) + (\%Saturados)}{(\%Resinas) + (\%Aromaticos)} \quad (1.3)$$

A menor valor de *IIC*, mayor es la estabilidad de asfaltenos en el medio, por lo tanto, la estabilidad determinada es relativa y permite evaluar si un petróleo es más o menos estable en relación a otro. Asomaniin y Watkinson evaluaron la estabilidad de petróleos a partir del análisis SARA determinado por cromatografía líquida y demostraron experimentalmente que cuando $IIC \geq 0.9$, los asfaltenos son inestables en el medio, cuando $0.7 \leq IIC \leq 0.9$, hay incertidumbre sobre la estabilidad, y si $IIC < 0.7$, los asfaltenos son estables en el petróleo (Asomaniin & Watkinson, 2000).



Capítulo 2 : Interacción del sistema roca-fluidos de un aceite pesado.

Los yacimientos de aceite pesado fracturados o no fracturados presentan una importante dificultad para fluir a través del medio poroso debido a su alta viscosidad y por consecuencia a su elevada razón de movilidad. El estudio de este tipo de características es de vital importancia a la hora de aplicar un método de EOR ya que influye en eficiencia de recuperación del aceite.

2.1 Movilidad

La movilidad de un fluido es la permeabilidad efectiva de un medio dividido por la viscosidad dinámica del fluido que fluye a través de ese medio. La movilidad de aceite pesado es por lo general muy baja debido a la alta viscosidad que posee este tipo de hidrocarburo. (Cabrera Mármol , Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2019).

2.1.1 Razón de movilidad

Se define como la movilidad de la fase desplazante: agua o gas, dividida por la movilidad del fluido desplazado:

$$M_{w,o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} \quad (2.1)$$

Donde:

k_w : permeabilidad relativa del agua.

μ_w : viscosidad del agua.

k_o : permeabilidad relativa del aceite.

μ_o : viscosidad del aceite.

$M_{w,o}$: relación de movilidad



Si $M < 1$, la razón de movilidad es favorable, ya que el aceite fluye más que el agua y por lo tanto es muy fácil para el agua desplazar el aceite; esta condición generalmente da como resultado altas eficiencias de barrido y buen recobro de aceite. y si $M > 1$ la razón de movilidad es desfavorable, debido a que el agua se mueve más fácilmente que el aceite y no es muy efectiva para desplazarlo. En general, la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo tienden a disminuir a medida que la razón de movilidad aumenta. Esta relación es muy importante ya que permitirá determinar la efectividad de un proceso para mejorar el desplazamiento del crudo por la variación de su viscosidad. (Cabrera Mármol , Cabrera Ochoa, & Delgado Chancay, 2019).

2.2 Mojabilidad

La mojabilidad es la preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas, conocido como la fase mojante. Cuando la roca es mojada por agua, hay una tendencia del agua a ocupar los poros más pequeños y contactar con la mayor parte de la superficie de la roca. De manera similar ocurre cuando el sistema es mojado por aceite, solo que en este caso el aceite ahora ocupará los poros más pequeños. El hecho de que una roca sea mojada por petróleo o por agua incide en numerosos aspectos de la producción del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada el petróleo. (Abdallah , Buckley, & Carnegie, 2007).

La mojabilidad del sistema depende de las interacciones específicas de la roca, el aceite y la salmuera, y puede ir de un rango de estar fuertemente mojado al agua a estar fuertemente mojado por aceite. Cuando la roca no tiene una preferencia definida hacia el aceite o agua, el sistema puede ser llamado neutro o con mojabilidad intermedia. Además de mojabilidad fuerte y neutra, un tercer tipo es la mojabilidad fraccional, donde las diferentes áreas del núcleo tienen distinta mojabilidad. La importancia de la mojabilidad del sistema roca fluido radica en que



es el factor principal de control de la localización, flujo y distribución de los fluidos en el yacimiento. (G. Anderson , 1986).

La mojabilidad de un yacimiento muestra efectos en la presión de capilaridad, permeabilidad relativa, comportamiento de la inyección de agua, dispersión y propiedades eléctricas. Los procesos de recuperación mejorada pueden ser afectados por la mojabilidad incluido la inyección de agua caliente, de surfactantes, de fluidos miscibles y de álcalis.

2.2.1 Ángulo de contacto

Una de las formas de obtener la mojabilidad de una roca es a través de la determinación del ángulo de contacto, el cual está definido como la intersección de la interfaz entre dos fluidos en una superficie sólida. El ángulo de contacto se mide a partir de una superficie solida a través de la fase acuosa o, en una prueba de petróleo y gas, a través de la fase petróleo.

La prueba de ángulo de contacto es un concepto simple; se coloca una gota de aceite en una superficie mineral en presencia del agua de formación y se mide el ángulo a través de la fase agua, la rugosidad superficial afecta el ángulo de contacto de equilibrio y, por eso, las mediciones se hacen generalmente en superficies planas lisas. Si la gota de aceite tiene una forma esférica, la superficie es mojada por agua y el ángulo de contacto es bajo. Si la gota se propaga por toda la superficie, el ángulo de contacto es alto y el sistema es mojado por aceite, tal como se muestra en la Figura 2.1 (Treiber & Archer , 1972).

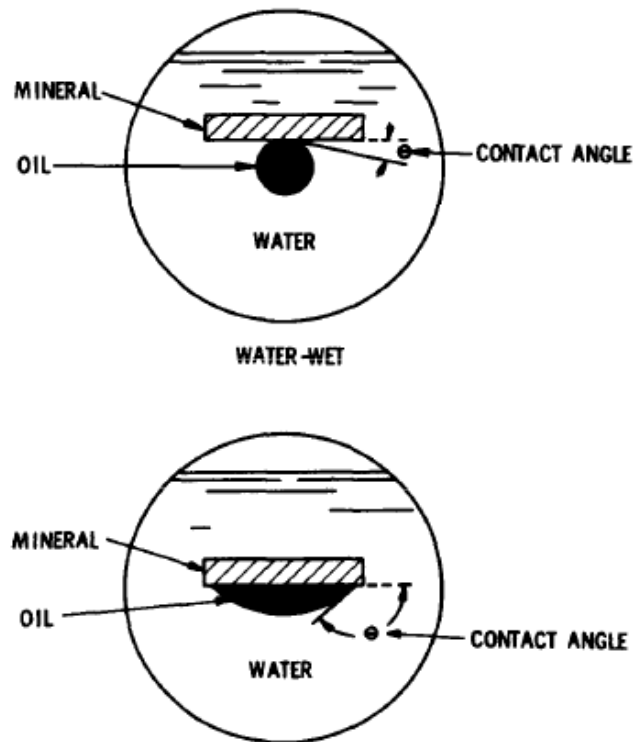


Figura 2.1: Ángulo de contacto medido a través de la fase acuosa. (G. Anderson , 1986).

En la Figura 2.1 se muestran la mojabilidad de yacimientos carbonatados y siliciclásticos de acuerdo al ángulo de contacto, es posible observar también que en la mayoría de los yacimientos carbonatados se tiene una mojabilidad al aceite, caso contrario en los yacimientos siliciclásticos.

Tabla 2.1: Distribución de la mojabilidad de los yacimientos, basada en el ángulo de contacto. (G. Anderson , 1986).

	Angulo de contacto [°]	Yacimientos siliciclásticos	Yacimientos carbonatados	Total de yacimientos
Mojabilidad al agua	0 a 75	13	2	15
Mojabilidad intermedia	75 a 105	2	1	3



Mojabilidad al aceite	105 a 180	15	22	37
Total		30	25	55

2.2.2 Factores que afectan la mojabilidad original del yacimiento.

En yacimientos de aceite pesado, se puede tener mojabilidad al agua o al aceite, lo anterior depende del tipo de roca que se tenga en el yacimiento, ya sean carbonatos o arenas. La roca del yacimiento puede cambiar su condición original, de estar fuertemente mojada por agua, a estarlo por aceite, existen diversos factores que influyen en el cambio de mojabilidad de una roca. La alteración de la mojabilidad es el principal cambio para mejorar la recuperación de aceite en yacimientos carbonatados.

1. Factores que cambian la mojabilidad al agua a al aceite.

- **Componentes polares y materia orgánica**

Algunos aceites crudos hacen la roca mojada al aceite por la deposición de una película gruesa de materia orgánica en la superficie mineral. Los agentes tensoactivos en el aceite son generalmente componentes polares que contienen oxígeno, nitrógeno y azufre, estos componentes contienen tanto un extremo polar como uno hidrocarburo. El extremo polar se adsorbe en la superficie de la roca, exponiendo el extremo hidrocarburo y haciendo la superficie más mojada al aceite. Experimentos muestran que algunos de estos surfactantes naturales son suficientemente solubles en el agua para adsorber sobre la superficie de la roca pasando después a través de una delgada capa de agua. (G. Anderson , 1986).

- **PH**



La composición química de la salmuera puede también alterar la mojabilidad. Cationes multivalentes algunas veces mejoran la adsorción de surfactantes en la superficie mineral. El PH de la salmuera y otras propiedades del sistema crudo/salmuera/roca son factores que determinan la mojabilidad. La inyección de álcalis, por ejemplo, donde lo químicos alcalinos presentes en esta inyección pueden reaccionar con algunos crudos para producir surfactantes que alteraran la mojabilidad (G. Anderson , 1986).

- **Compuestos surfactantes en el aceite crudo**

Mientras que los componentes surfactantes del aceite se encuentran en un amplio rango de fracciones del petróleo, estos son más predominantes en las fracciones más pesadas del crudo, como en las resinas y asfatenos. Se cree que estos surfactantes son componentes polares que contienen oxígeno, nitrógeno y azufre. Los compuestos del oxígeno, son usualmente ácidos, incluyen fenoles y un largo número de diferentes ácidos carboxilatos. Seifert y Howells mostraron que los ácidos carboxilatos son interfacialmente activos en el PH de los álcalis.

Los experimentos que determinaron la naturaleza general de los surfactantes y las fracciones de petróleo crudo, sin intentar determinar exactamente qué compuestos causan la alteración de la mojabilidad han sido más exitosos. Johansen and Dunning encontraron que los asfatenos son los responsables de cambiar la mojabilidad de un sistema mojado al agua a mojado por aceite. El sistema fue mojado al aceite cuando se usó el aceite crudo y mojado al agua cuando el crudo estaba desasfaltado. (G. Anderson , 1986).

- **Arcillas**

Varios investigadores han estudiado la adsorción de asfatenos y resinas en arcillas y determinaron que la adsorción de arcillas puede hacer que el sistema sea más mojado al aceite. Clementz, examinó la adsorción debajo de las condiciones anhidras de los extremos pesados del petróleo crudo, que son principalmente



asfaltenos y resinas. Se determinó que los compuestos se adsorbían rápidamente sobre la montmorillonita formando un compuesto estable de arcilla/orgánico y cambiando la mojabilidad de agua a aceite. También observó que la adsorción por debajo de las condiciones anhidras de los extremos pesados sobre los núcleos de la Berea contiene significantes cantidades de caolinita. La adsorción de los extremos pesados hace que el núcleo tenga mojabilidad neutra, lo anterior fue determinado a través de una prueba de imbibición. (G. Anderson , 1986).

2. Factores del yacimiento que cambian la mojabilidad del aceite a al agua.

- **Temperatura y presión**

Cambiar la temperatura tiene dos diferentes efectos, ambos tienden a hacer el núcleo más mojado al agua a altas temperaturas. El primero, al incrementar la temperatura tiende a incrementarse la solubilidad de los componentes alterando la mojabilidad. El segundo, la tensión interfacial y el ángulo de contacto medido a través del agua decrecerá como la temperatura incrementa. Este efecto ha sido notado en experimentos con núcleos limpios, aceite mineral y salmuera, donde se encontró que los núcleos a altas temperaturas fueron más mojados agua incluso cuando no había compuestos que pudieran adsorber y desorber.

Cuando se utilizan los aceites crudos vivos a la presión y temperatura del yacimiento, las solubilidades de los compuestos que alteran la mojabilidad tienen sus valores de yacimiento. Al usar el aceite muerto a presión ambiente o presión de yacimiento podría cambiar la mojabilidad porque las propiedades del crudo son alteradas. Los extremos ligeros del aceite se pierden, mientras que los extremos pesados son menos solubles, lo que podría hacer el núcleo más mojado al aceite.

Experimentos han concluido que la presión es mucho menos importante que la temperatura, y también han demostrado que hay poca diferencia en el ángulo de



contacto medido usando aceite muerto vs aceite vivo a temperatura y presión de yacimiento. Mungan, midió un ángulo de contacto de avance de agua de 87° usando aceite vivo y agua de formación sintética a una temperatura de yacimiento de 59 °C y presión de 1200 psi. El ángulo de contacto de avance de agua fue casi idéntico (85°), usando aceite desgasificado y salmuera a presión ambiente y temperatura de yacimiento (G. Anderson , 1986).

2.3 Mecanismos de recuperación en yacimientos naturalmente fracturados.

Los yacimientos de aceite pesado pueden ser fracturados y no fracturados, en los cuales se presentan mecanismos que permite la producción de aceite, sin embargo, al ser este caso un yacimiento fracturado se consideran solo los mecanismos de producción para este tipo de yacimiento. La transferencia de fluidos de la matriz a la fractura puede generarse mediante los siguientes mecanismos de producción: expansión (agotamiento), drene por gravedad (expansión de la capa de gas), imbibición capilar (matriz mojada por agua), difusión, entre otros. (M., 2019).

2.3.1 Expansión

Cuando debido a la producción, la presión en el sistema de fracturas disminuye, el petróleo fluye desde la matriz hasta la fractura para equilibrar la presión de esta con la presión de los alrededores de la fractura. Este mecanismo puede ser producto de la expansión de los fluidos en los poros de la roca y la compresión del volumen poroso, o por expansión del gas liberado de solución por debajo del punto de burbujeo.

2.3.2 Imbibición capilar



La imbibición capilar espontánea se produce cuando la fractura contiene una fase mojante y el petróleo en el interior de la matriz es la fase no mojante. Durante este fenómeno, el agua embebe en la matriz, y el petróleo es expulsado de la matriz a la fractura. La tasa de líquido transferido depende de; la mojabilidad de la roca matriz, la permeabilidad de la matriz y la intensidad de la fractura.

2.3.3 Drene gravitacional por gas

Este proceso se produce cuando la fractura contiene una fase no mojante y el fluido dentro de la matriz es la fase mojante. Este proceso está relacionado con diferentes fluidos en la matriz y la fractura con distintas densidades. El drene por gravedad depende del bloque de la matriz, del contraste de densidad entre la fase mojante y el no mojante y de la tensión interfacial entre la fase mojante y no mojante.

2.3.4 Difusión

La difusión es producto del intercambio de moléculas debido a diferencias en concentración. Puede ser un proceso eficiente cuando las composiciones de los fluidos son significativamente diferentes en las fracturas y en la matriz, de lo contrario puede ser despreciado.

2.4 Importancia del Petróleo Pesado



El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente de 9 a 13×10^{12} (trillones) de barriles. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto al petróleo pesado, extrapesado y bitumen. La Figura 2.2 muestra el porcentaje que se tiene de cada recurso en el mundo.

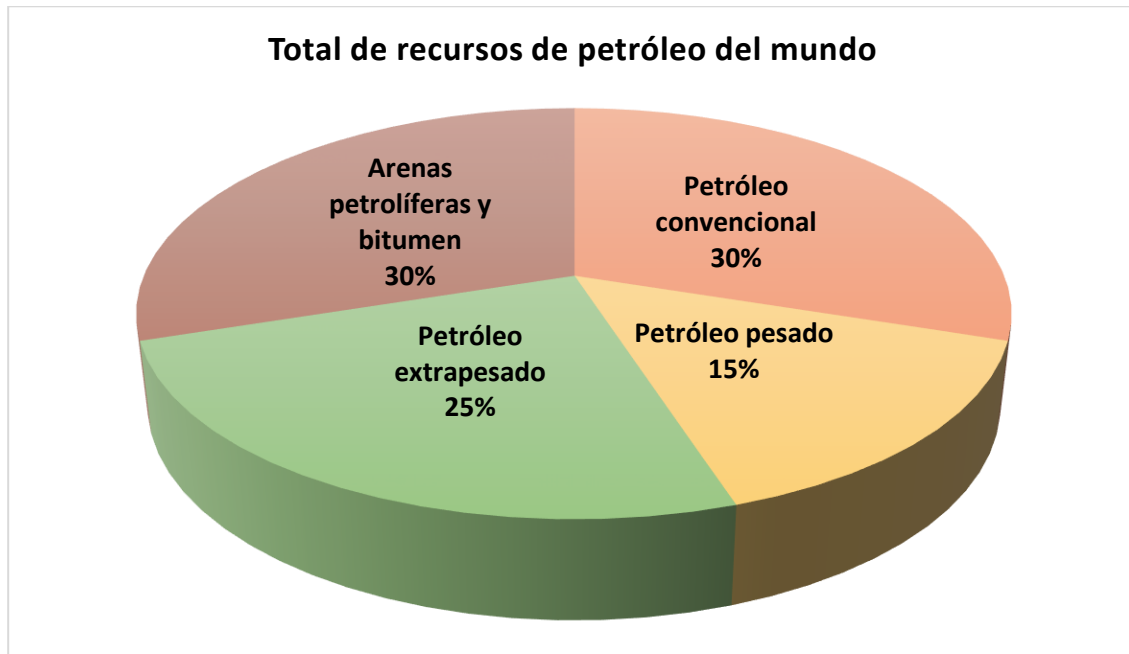


Figura 2.2: Total de reservas de petróleo del mundo. (Alboudwarej, Felix, & Taylor, 2006)

El petróleo pesado constituye una parte importante de los recursos de petróleo totales del mundo, sin embargo, este resulta más caro de producir que el petróleo convencional, la mayoría de los petróleos pesados no son recuperables en su forma natural o a través de métodos de producción convencionales, además del elevado costo de refinación que implican, lo que finalmente recae en un pago menor por este tipo de crudo en comparación con el petróleo ligero. (Alboudwarej, Felix, & Taylor, 2006)

Son muchos los aspectos que influyen en la importancia que ha tomado la extracción de petróleo pesado, siendo algunas de estas, los altos precios de la energía, la necesidad de restituir las reservas, la gran demanda del petróleo, la



declinación de la producción en la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, ha generado que la atención de la industria en muchos lugares del mundo se incline hacia la explotación de petróleo pesado.

La extracción de petróleo pesado tiene un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción, sin embargo, para atender esto es necesario afrontar los desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales. Algunos de los aceites pesados pueden ser producidos mediante métodos que se conocen como métodos de producción en frío, aprovechando las características del yacimiento, usando perforación horizontal y bombeo artificial, pero el tratamiento térmico es necesario para obtener mayores tasas de recuperación en este tipo de yacimientos. (Alboudwarej, Felix , & Taylor , 2006)



Capítulo 3 : Métodos de recuperación mejorada para Yacimientos Naturalmente Fracturados de aceite pesado.

Los yacimientos de aceite pesado pueden ser fracturados o no fracturados, existiendo para cada uno mecanismos de producción de aceite, sin embargo, al tratarse en este caso de un yacimiento fracturado solo se abordarán los mecanismos de producción para este tipo de yacimiento.

La recuperación mejorada hace referencia a la recuperación de aceite obtenida al inyectar sustancias que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectadas a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento. Es importante señalar que los métodos de EOR no se restringen a métodos de una etapa de producción dada (primaria, secundaria o terciaria). (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019).

Existen condiciones de producción no-convencionales adversas que hacen que los métodos convencionales de producción sean raramente aplicables. Tal es el caso de los aceites pesados, extra pesados e hidrocarburos de arenas bituminosas, ya que tienen la característica de tener alta viscosidad y en muchos casos bajo contenido de gas en solución. Por otro lado, en un yacimiento naturalmente fracturado la mayor parte del petróleo se almacena en la matriz debido a su mayor capacidad de almacenamiento comparado con el almacenamiento en la red de fracturas, por lo anterior, los planes de desarrollo del yacimiento apuntan a maximizar la recuperación de petróleo en la matriz. La principal aplicación de la recuperación mejorada tiene como objetivos; minimizar el aceite residual en la matriz y acelerar la tasa de recuperación para tener una rápida producción de aceite. (Babadagli T. , 2001)



3.1 Métodos térmicos para yacimientos naturalmente fracturados de aceite pesado

Se utilizan los procesos de recuperación térmica en los aceites pesados porque facilitan la eficiencia del desplazamiento y aumentan la producción de crudo, estos métodos reducen la viscosidad al incrementar la temperatura, lo cual permite que el aceite se mueva más fácilmente, generando una razón de movilidad menor.

La aplicación de estos métodos en yacimientos fracturados se ha considerado efectivos para la recuperación del aceite en la matriz, porque la recuperación se presenta a través de diferentes mecanismos, como la imbibición capilar, expansión térmica, gas en solución, drene por gravedad, gradiente de presión y generación de vapor in-situ (Hernández J.A, 2007).

Existen dos principales métodos térmicos de recuperación mejorada para yacimientos fracturados de aceite pesado, la descripción de cada uno se presenta a continuación:

3.1.1 Inyección de vapor.

La inyección de vapor es un método por el cual el vapor generado en la superficie se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos espacialmente, cuando el vapor entra al yacimiento, calienta el petróleo crudo y reduce su viscosidad. El calor también destila los componentes ligeros del petróleo crudo, que se condensan en el banco de petróleo por delante del frente de vapor y reduce aún más la viscosidad del petróleo. El agua caliente que se condensa a partir del vapor y el vapor mismo generan un empuje artificial que barre el petróleo hacia los pozos de producción. (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019).

Mecanismos de recuperación de aceite de la matriz a las fracturas durante la inyección de vapor.



Para entender de mejor manera la física involucrada y la capacidad de este método es importante estudiar los principales mecanismos de recuperación presentados durante este proceso como; reducción de la viscosidad; expansión térmica; destilación; imbibición capilar; gas en solución, generación de CO₂ y drene gravitacional. La mayoría de los mecanismos son independientes de la densidad relativa del aceite, lo cual hace que la inyección de vapor sea tractiva tanto para yacimientos naturalmente fracturados de aceite ligero y pesado.

- **Expansión térmica**

Los minerales de la matriz y la saturación de los fluidos en los poros son calentados durante el proceso de inyección de vapor. Estos minerales se expanden dentro del volumen poroso en contacto con el calor provocando que se reduzca la porosidad. Estos efectos combinados producen una diferencial del coeficiente de expansión térmica para expulsar el fluido de la matriz (Swaan, 1978).

- **Imbibición capilar**

La imbibición es el mecanismo más importante de producción de aceite en la inyección de vapor en un yacimiento naturalmente fracturado. Usando la acción de las fuerzas de capilaridad, lo que permite la recuperación de aceite del interior de los bloques que no pueden ser alcanzados por los gradientes externos aplicados en la inyección de vapor. (Swaan, 1978).

La presión capilar en la matriz es mucho más alta que la presión capilar en las fracturas, esta diferencia es la que representa la fuerza de empuje por imbibición, primer mecanismo en carbonatos fracturados. Cuando la temperatura incrementa, la presión capilar de la matriz incrementa también y esto es precisamente lo que genera la imbibición capilar. Para yacimientos mojados por agua, el agua en el sistema de fracturas será espontáneamente embebida dentro del bloque de matriz



a través de los bloques más pequeños, incrementando de esta manera la presión interna del bloque de matriz y expulsando al aceite a través de grandes poros.

Cabe recalcar que el aceite que sea expulsado dependerá de la tensión interfacial, la mojabilidad y la geometría de los poros del sistema roca-fluido. La producción de aceite a través de este mecanismo varía con bajas temperaturas de recuperación desde un porcentaje bajo a valores cercanos del 70%. (Swaan, 1978).

- **Drene gravitacional**

Este mecanismo puede presentarse en yacimientos que tiene fracturas verticales saturadas con agua y gas. Donde la columna hidrostática entre el fluido en las fracturas y el aceite en los bloques de matriz establecen un gradiente de presión vertical que forzaría el aceite fuera del bloque de matriz. (Swaan, 1978).

- **Generación de vapor in-situ**

Esto se genera cuando durante la inyección cíclica de vapor, puede ser posible disminuir la presión más rápidamente de lo que la temperatura puede declinar por conducción térmica. Los bloques de la matriz estarán en, o cerca, de la temperatura del vapor en la presión de inyección, esta disminución provocara que el agua en la matriz se evapore rápidamente. Esto expulsará el aceite por conducción de gas (Swaan, 1978).

- **Generación de CO₂**

Son importantes las cantidades de gas que pueden ser generadas en un yacimiento durante la inyección de vapor resultado de varias reacciones químicas agua-aceite o agua-matriz.

En ocasiones, el CO₂ hincha el aceite, pero sus efectos en altas temperaturas son reducidos debido a la expansión térmica del aceite, aunque en altas temperaturas



más cantidad de CO₂ es generado, pero el aceite se hinchara menos por la expansión térmica. (Swaan, 1978)

Una vez que el aceite ya fue llevado de la matriz a las fracturas se da inicio a la segunda etapa de este método, la cual consiste en el barrido de aceite a través del sistema de fracturas provocado por los mecanismos, imponiendo así un gradiente de presión en el sistema de fracturas. La intensidad del gradiente de presión dependerá mucho de la densidad de fracturas del yacimiento (Swaan, 1978)

- **Reducción de la relación de viscosidades.**

Uno de los efectos principales de los mecanismos de producción en los métodos térmicos es la reducción de la viscosidad, de esta manera se reduce la viscosidad del aceite provocando una disminución en la relación de movilidad. Esta disminución en la relación de las viscosidades se genera disminuyendo el flujo fraccional de agua caliente, lo que hace que se incremente su eficiencia de desplazamiento (Swaan, 1978).

- **Permeabilidad relativa.**

Cuando la relación de viscosidades no es afectada por la temperatura, las curvas de permeabilidad relativa tampoco. Ahora bien, cuando la relación de viscosidades disminuye a causa del incremento de la temperatura, la permeabilidad relativa del aceite incrementa también. Es importante mencionar que existen otros factores que tienen efecto sobre las permeabilidades relativas, como lo son la mojabilidad y la tensión interfacial, que pueden ser dependientes de la temperatura.

3.1.2 Combustión in-situ

En este proceso, el aire se inyecta en el yacimiento y el oxígeno en el aire quema una pequeña cantidad de aceite, lo cual causa una producción de CO_2 , vapor de agua y calor, la liberación de calor mejora las condiciones del aceite remanente, para que pueda ser producido más fácilmente. De acuerdo a lo anterior se reduce la viscosidad del aceite, incrementando la movilidad de este, desplazándolo hacia los productores circundantes. (Doralah , 2007)

El proceso de combustión in-situ es iniciado como combustión a alta temperatura en el yacimiento de aceite pesado, esto se logra inyectando calor en forma de aire caliente por un periodo de tiempo pre-calculado, a través de quemadores de gas o calentadores eléctricos.

En la Figura 3.1 se muestra un diagrama esquemático de las etapas que se presentan durante la combustión in-situ en el yacimiento.

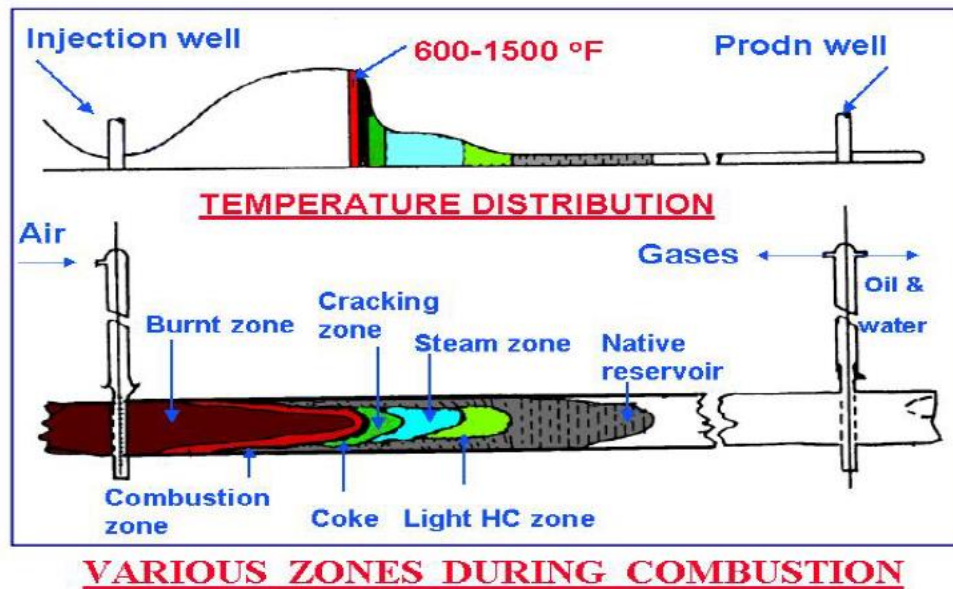


Figura 3.1: Diagrama típico de la Combustión in-situ. (Doralah , 2007)



Este proceso es mucho más efectivo debido a la alta temperatura que se encuentra delante de la zona de combustión provocando fracciones más ligeras para evaporar lo que causa que se consuma una pequeña cantidad de una fracción más pesada de petróleo, mientras que el resto se desplaza a los productores. Además, tiene un efecto combinado en términos de desplazamiento y movilización eficientes del aceite crudo, la presurización del yacimiento con la formación de una capa de gas secundaria, resulta una ventaja adicional para el drene gravitacional, la extracción del gas de combustión del aceite y el hinchamiento del aceite por CO₂. (Doralah , 2007)

Mecanismos físicos y reacciones químicas presentes en yacimientos naturalmente fracturados durante la Combustión in-situ.

El combustible se define como el aceite presente en una pequeña zona de ancho fijo adyacente a una fractura. La zona de combustible representa el aceite presente como una película en las paredes de la fractura.

- El combustible puede reaccionar con el oxígeno presente en las facturas; evaporarse y crakearse, formando gas hidrocarburo, que se empuja instantáneamente hacia la fractura. Es posible que el combustible sea remplazado por la expansión térmica del aceite en la matriz y expandido térmicamente, empujando así el combustible dentro de las fracturas. Este aceite es producido instantáneamente a través del sistema de fracturas, sin tener ninguna posibilidad de ser quemado, evaporarse o influir en el flujo del aire en las fracturas. (M. Schule & S. de Vries, 1985)
- El oxígeno en las fracturas puede reaccionar con los gases hidrocarburos presentes en las mismas y con el combustible presente en las paredes de la fractura. Además, el oxígeno puede difundirse de las fracturas hacia la matriz, donde puede reaccionar con el aceite. La difusión del oxígeno esta



contrarrestada por el gas que sale de la matriz debido a la evaporización del aceite. (M. Schule & S. de Vries, 1985)

- La energía es transferida a través de la roca del yacimiento por conducción y también por las fracturas a través de la convección del aire. Además, es liberada por la reacción del oxígeno con el combustible, aceite y gas hidrocarburo.
- El tipo de medio poroso afecta el proceso de Combustión in-situ. Un incremento en la conductividad térmica de las arenas conduce a un incremento en la relación de avance del frente de combustión

3.2 Métodos químicos en Yacimientos Naturalmente Fracturados de aceite pesado.

Por lo general, en yacimientos fracturados con mojabilidad al agua se evalúan los métodos químicos a través de la imbibición capilar, al ser este el principal mecanismo de recuperación en este tipo de yacimiento.

En estos métodos se inyectan algunos químicos con el objetivo de reducir la tensión interfacial (incrementar el número capilar), y/o disminuir la relación de movilidad a fin de mejorar el control sobre la movilidad (reducir la canalización). Los métodos de recuperación de esta categoría incluyen inyección de surfactantes, polímeros y álcalis. La Figura 3.2 muestra el proceso de inyección de químicos. (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019).

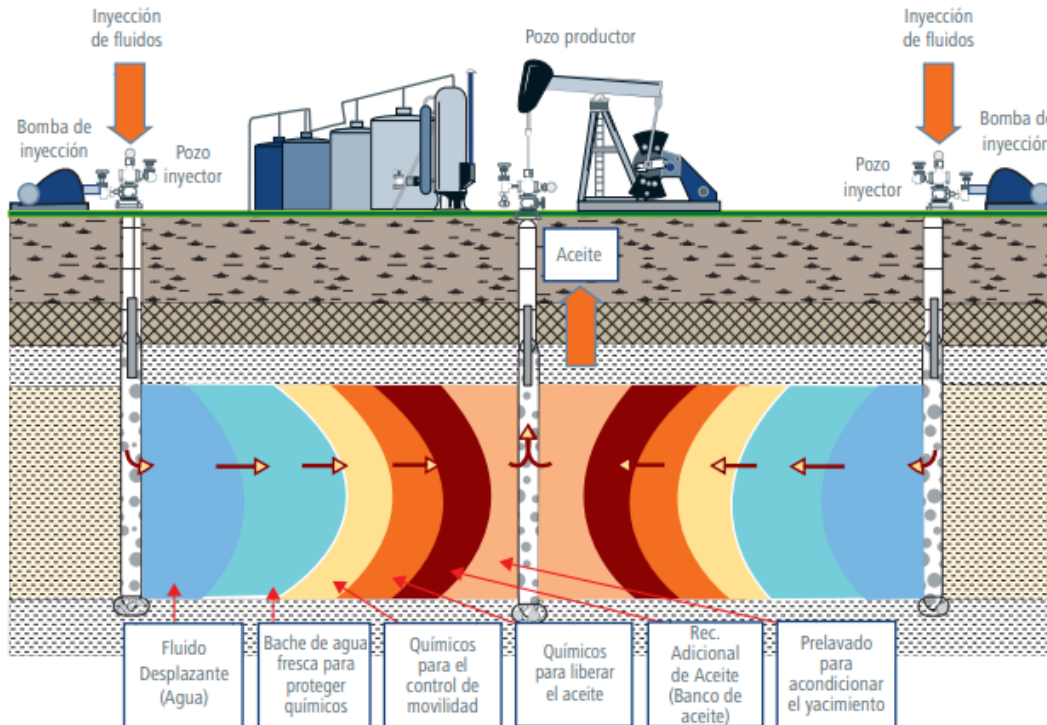


Figura 3.2: Representación esquemática de la inyección de químicos. (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019)

3.2.1 Inyección de polímeros

El objetivo de la inyección de polímeros es incrementar el factor de recuperación de aceite reduciendo la razón de movilidad, esto se logra a través del incremento en la viscosidad de la fase acuosa aumentando así la eficiencia en el barrido.

Dependiendo del tipo de polímero usado, se incrementa la viscosidad y también puede causar una reducción en la permeabilidad efectiva al agua en las áreas de barrido. Esta reducción en la permeabilidad tiene un efecto secundario restaurando parte de la presión del yacimiento después del paso del polímero. El éxito técnico y económico del proceso depende de la correcta selección del yacimiento y la especificación del diseño del polímero a ser inyectado. (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019)

Si el yacimiento fracturado tiene mojabilidad al agua, el mecanismo de recuperación primaria podría ser la imbibición. Para incrementar la recuperación de aceite por imbibición capilar y agotar eficientemente la matriz, se inyectan soluciones de polímeros y surfactantes dentro de los yacimientos naturalmente fracturados. (Babadagli T. , 2002).

La

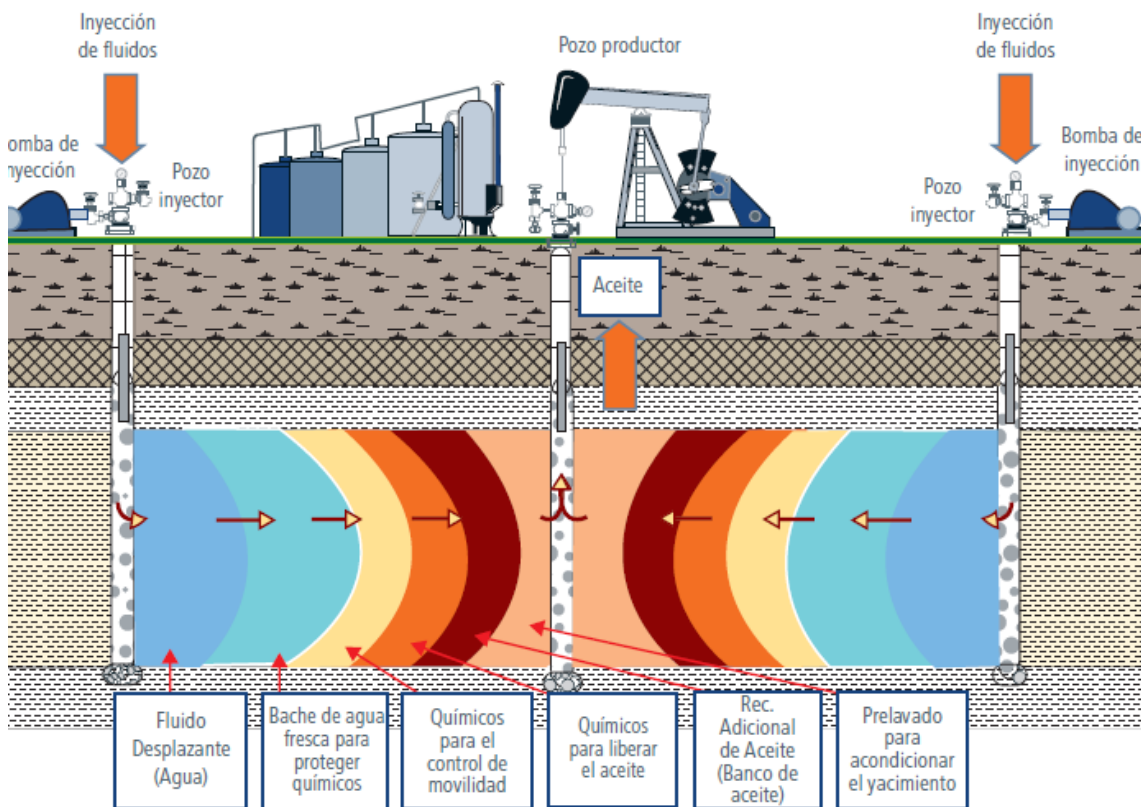


Figura 3.3 muestra un diagrama que representa esquemáticamente la inyección de polímeros en el yacimiento.

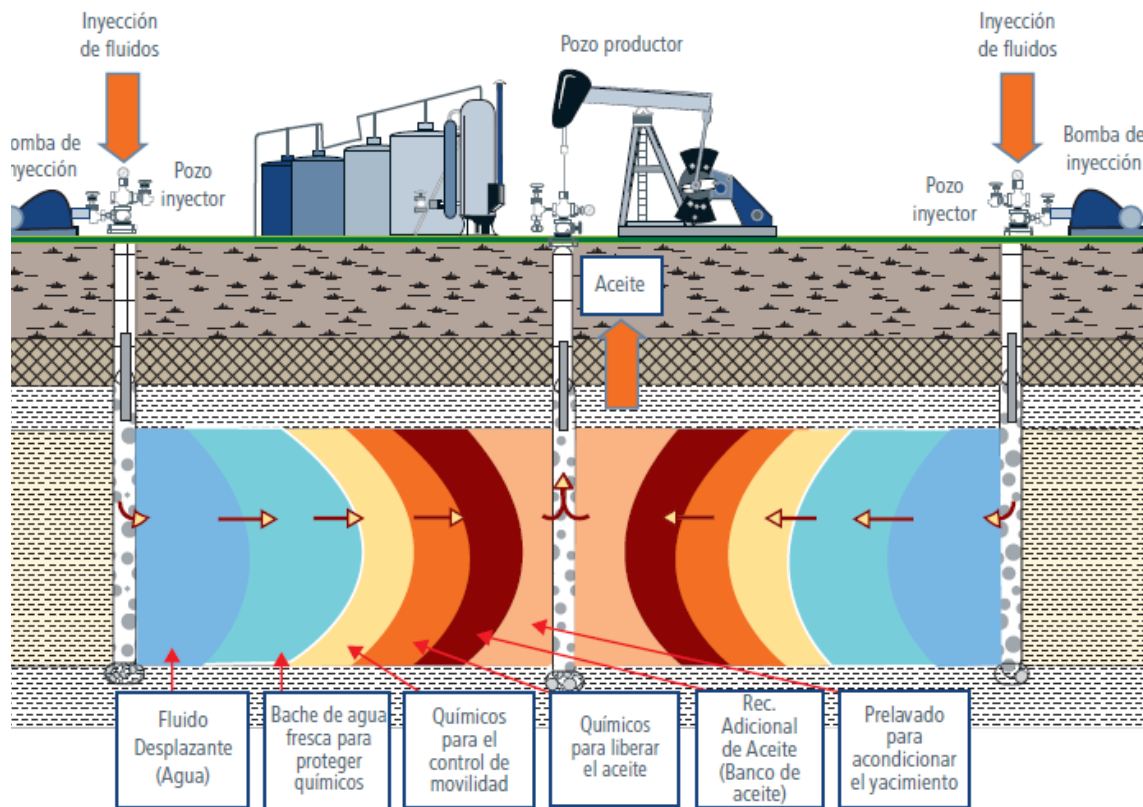


Figura 3.3: Diagrama de inyección de polímeros. (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019)

El proceso de inyección de polímero es similar al proceso de inyección de agua, la solución de polímero será inyectada para formar un frente durante el desplazamiento de aceite por inyección de polímero en un medio poroso conteniendo una saturación de agua residual. Un banco de agua es formado entre el aceite y la solución de polímero, este banco de agua contiene ambos, agua de formación y agua de inyección cuyo contenido de polímero ha sido perdido en la roca de matriz, mientras que la solución de polímero será desplazada mediante inyección de agua. La solución de polímero llega a ser degradada con el tiempo, principalmente debido a la presencia de oxígeno, pérdidas de la calidad de la



solución polimérica cercanas al 30% pueden ocurrir, por lo que, pérdida en la reducción de movilidad puede ser muy severa. (G. Ghedan, 1991).

3.2.2 Inyección de álcalis

Este método resulta favorable cuando el aceite tiene un bajo pH, es decir alta acidez. La acidez se debe generalmente a la presencia de moléculas (resinas y asfáltenos) que contienen radicales ácidos. A pesar de que en la literatura se han observado numerosos mecanismos de desplazamiento de aceite durante la inyección de álcalis, el principal mecanismo por inyección de álcalis es a través de la reducción de la tensión interfacial de las fases aceite/agua. La reacción química entre el álcali inyectado y el aceite crudo forma un surfactante que reduce la tensión interfacial. El nivel de reducción de la tensión interfacial dependerá del tipo y concentración del álcali y de la composición química del aceite crudo. Hay una concentración óptima del álcali que debe ser identificada para diseñar el sistema correctamente.

La situación ideal es tener al surfactante concentrado en la interfase agua/aceite, lo cual sólo puede ocurrir sobre un muy estrecho rango de salinidades. En la inyección de álcalis, los álcalis son, no solo un surfactante precursor, sino también, por naturaleza, una sal. Por lo tanto, a medida que la concentración de alcalinos es incrementada, el nivel de sal aumenta más allá de la óptima y la tensión interfacial incrementa. (Surkale, 1990)

La mojabilidad de la roca es alterada por la interacción entre el álcali y las moléculas polarizadas adsorbidas por los granos de la roca; lo que genera que el sistema sea mojado por agua.

Se forma una emulsión agua/aceite, en el caso de crudos pesados, estas emulsiones tienen menor viscosidad que el aceite, lo cual mejora el flujo a través del yacimiento, estos factores contribuyen a mejorar el desplazamiento del aceite por el agua. En la Figura 3.4 se muestra un esquema de inyección de álcalis.

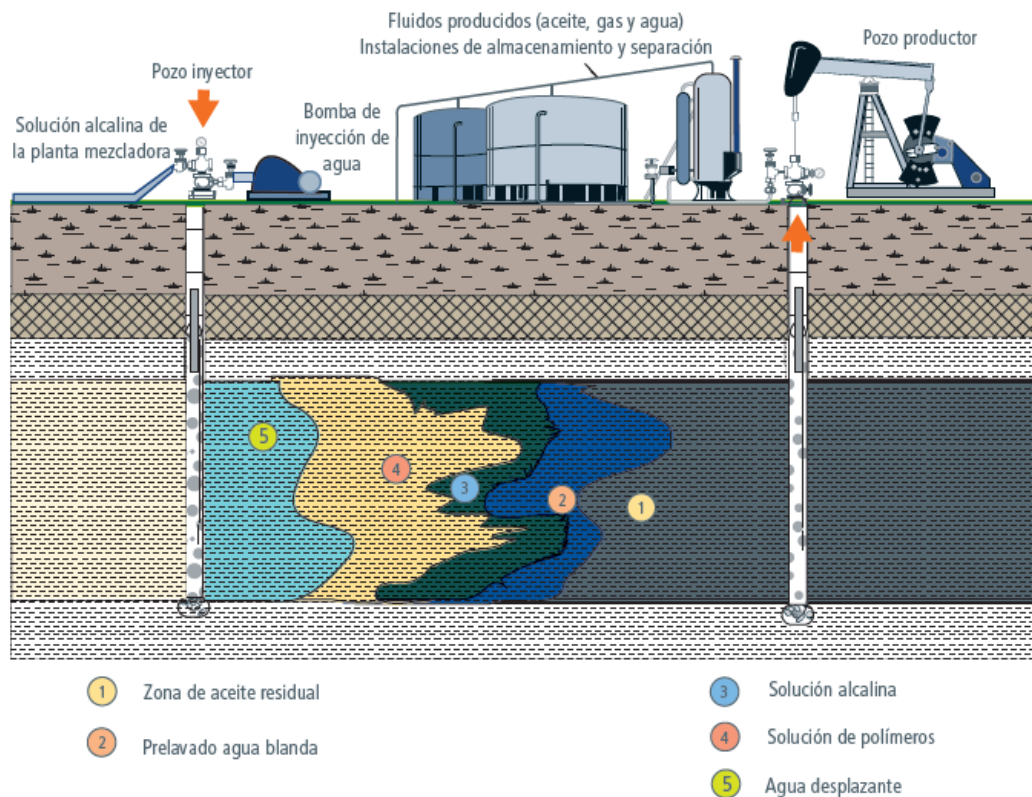


Figura 3.4: Diagrama de inyección de álcalis. (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019).

3.2.3 Inyección de surfactante

Un surfactante es una sustancia química que se adsorbe preferentemente en una interfaz, disminuyendo la tensión interfacial. Este término abarca una multitud de materiales que funcionan como emulsionantes, dispersantes, mojanos del petróleo,



mojantes del agua, espumantes y antiespumantes. El tipo de comportamiento del surfactante depende de los grupos estructurales en la molécula (o mezcla de moléculas). (Glossary O. , 2019)

Los mecanismos de recuperación de aceite para este método involucran:

- Reducción de la tensión interfacial aceite-agua
- Solubilización del aceite
- Emulsificación
- Mejora en la movilidad
- Cambio de mojabilidad

El surfactante inyectado debe tener más alta viscosidad efectiva que la del banco aceite-agua que es empujado por el yacimiento, ya que para que exista un desplazamiento eficiente se requiere que la movilidad del fluido desplazante sea menor que la de los fluidos que van a ser desplazados. El volumen que se inyectará debe ser una pequeña fracción del volumen poroso impregnado de aceite del yacimiento, el cual será desplazado por agua.

El objetivo principal del surfactante es reducir la tensión interfacial y desplazar el aceite que no puede ser desplazado únicamente con agua. El surfactante inyectado debe disminuir la tensión interfacial hasta movilizar el aceite residual con lo cual se crea un banco de aceite, donde el aceite y el agua fluyan como fases continuas. La tensión interfacial se debe de mantener en el frente de desplazamiento para evitar que el aceite movilizado sea re-atrapado. (Surkale, 1990)

3.3 Métodos miscibles en yacimientos naturalmente fracturados

Estos métodos tienen por objetivo incrementar el número capilar, lo que significa que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite se reduce, el aceite se recupera por transferencia de masa. Los métodos miscibles hacen referencia a la



conducción de fluidos hacia el yacimiento durante el cual el fluido desplazado y el fluido desplazante llegan a ser miscibles en todas proporciones, al menos en una extensión local. La miscibilidad entre el aceite del yacimiento y un gas de inyección se dice que es conseguida cuando una sola fase (a condiciones críticas) resulta de la mezcla de los dos fluidos. (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019)

En particular si el fluido de desplazamiento miscible es un gas de alta movilidad, fenómenos tales como; digitación, segregación gravitacional o canalización pueden ocurrir, disminuyendo o incluso eliminando el potencial del proceso y se comportaría como un proceso similar a la inyección de agua.

3.3.1 Inyección de dióxido de carbono

Cuando se trata de un proceso miscible el CO_2 puede desplazar el aceite de los poros, empujándolo hacia un pozo productor. A medida que el CO_2 se disuelve en el aceite, provoca que en el segundo se hinche y disminuya su viscosidad, ayudando a mejorar la eficiencia de desplazamiento. Cuando el proceso es inmisible, la disolución del CO_2 reduce su viscosidad y también se incrementa su factor de factor de volumen, aunque en menor grado. Dichos cambios contribuyen a mejorar la recuperación. (Faisal , Mahdi, & Abdulstar, Improving Oil Recovery In Fractured Reservoirs, 2016-2017).

En la Figura 3.5 se muestra el proceso de inyección de CO₂.

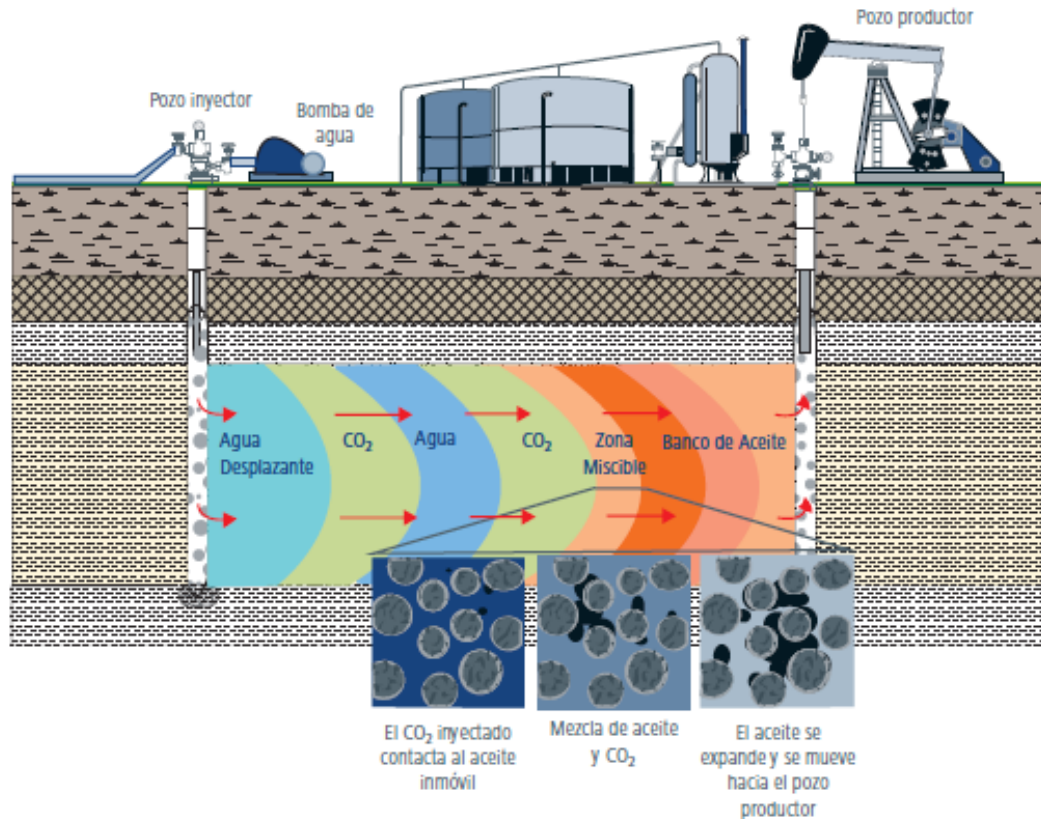


Figura 3.5: Esquema del proceso de inyección de CO₂. (Zepeda Molina, Cruz Domínguez, Porres Luna, & Martínez Romero, 2019).

Generalmente, el dióxido de carbono no es miscible con la mayoría de los aceites crudos, sin embargo, la miscibilidad se logra a través del proceso de múltiple contacto. Por otro lado, si la miscibilidad no es lograda, una disminución en las tensiones interfaciales puede resultar debido a la vaporización y los efectos de solubilidad. Como se mencionó anteriormente, el CO₂ es buen vaporizador de hidrocarburos. Las fracciones de hidrocarburos pesadas se vaporizan en el CO₂ inyectado. Esto permite al CO₂ desarrollar miscibilidad.

El mecanismo mediante el cual el CO₂ miscible desplaza el aceite es a través del mecanismo de múltiple contacto de hidrocarburos en el rango de C₅ – C₃₀.



La extracción de múltiple contacto requerida para lograr miscibilidad necesita que el CO_2 se mueva a cierta distancia en el yacimiento. A medida que el banco se forma y se mueve, este tiende a ser dispersado de manera transversal y longitudinal.

Algunas de las consideraciones que deben tomarse en cuenta para aplicar este método, son las siguientes (Faisal , Mahdi, & Abdulstar, Improving Oil Recovery In Fractured Reservoirs, 2016-2017):

- Es particularmente efectivo para yacimientos más profundos de 2000 ft, donde el CO_2 estará en estado supercrítico.
- El dióxido de carbono como un solvento tiene el beneficio de ser más económico que otros fluidos miscibles como el propano y el butano.
- A no ser que el CO_2 se encuentre cerca del área, este generalmente es difícil de reunir la suficiente cantidad para usarlo en este método.
- Entre un medio y dos tercios del CO_2 inyectado regresa con el aceite producido.
- El CO_2 es usualmente reinyectado dentro del yacimiento para minimizar los costos de operación.



Capítulo 4 : Desarrollo experimental

Para realizar la selección del método de EOR más apropiado para un yacimiento de aceite pesado, se realizó un estudio exploratorio que consiste en tres etapas, la primera incluye la recolección y revisión de la información previa del yacimiento y la caracterización de la muestra de aceite a través de una serie de experimentos realizados en el laboratorio, la segunda etapa involucra la selección del método de EOR de acuerdo con los resultados experimentales y la información técnica. Finalmente, en la última etapa se desarrolla la aplicación del método seleccionado.

Cabe mencionar que los experimentos fueron realizados en los laboratorios de la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera.

Las muestras, productos químicos y equipos que se utilizaron para el desarrollo experimental se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 4.1: Lista de muestras utilizadas en el desarrollo experimental.

ID USIP	Tipo
M451	Tapón de roca
M546-80	Placa de roca
M546-81	Placa de roca
M771	Aceite pesado
M848	Agua de formación sintética



Tabla 4.2: Lista de productos químicos utilizados en el desarrollo experimental.

ID USIP	Tipo
Q499-I	Tensoactivo
Q641-I	Desemulsificante
Q666-I	Tolueno
Q735-I	Carboxilatos

Tabla 4.3: Lista de equipos de laboratorio utilizados en el desarrollo experimental

Nº	Nombre	Marca
1	Viscosímetro PVT.	Cambridge Viscosity
2	Reómetro.	TA-Instruments
3	Celda de ángulo de contacto de alta presión y alta temperatura.	USIP
4	Permeámetro	USIP
5	Celda de imbibición de alta presión y alta temperatura.	USIP
6	Centrifuga	Orto Alresa
7	Bomba	Quizix



Tabla 4.4: Lista de métodos y procedimientos utilizados en el desarrollo experimental.

Método o procedimiento USIP	Descripción	Observaciones	Norma de referencia
ME17	Determinación de la temperatura en agua	Desarrollado en la USIP	NMX-AA-007-SCFI-2000
ME18	Determinación de pH en agua	Desarrollado en la USIP	NMX-AA-008-SCFI-2011
ME19	Determinación de conductividad electrolítica en agua	Desarrollado en la USIP	NMX-AA-093-SCFI-2000
ME20	Determinación de alcalinidad total en agua	Desarrollado en la USIP	ASTM D 3875
ME21	Determinación de dureza total en agua	Desarrollado en la USIP	NMX-AA-072-SCFI-2001
ME22	Determinación de dureza de calcio en agua	Desarrollado en la USIP	APHA_Standard Methods
ME23	Determinación de cloruros totales en agua	Desarrollado en la USIP	ASTM D 512
ME24	Determinación del ión sulfato en agua	Desarrollado en la USIP	ASTM D 4130, ASTM D 516



Tabla 4.5: Lista de métodos y procedimientos utilizados en el desarrollo experimental (continuación).

Método o procedimiento USIP	Descripción	Observaciones	Norma de referencia
ME25	Determinación de la salinidad en agua	Desarrollado en la USIP	APHA_Standard Methods
ME26	Determinación de sólidos y sales disueltas en agua	Desarrollado en la USIP	NMX-AA-034-SCFI-2001
ME27	Determinación del ión sodio y potasio en agua	Desarrollado en la USIP	Ion Selective Electrode (ISE)
ME28	Determinación de la densidad relativa en agua	Desarrollado en la USIP	ASTM D 1429
ME29	Acondicionamiento de roca	Desarrollada en la USIP.	NA
ME30	Determinación de la porosidad de una muestra de roca	Desarrollada en la USIP.	NA
ME31	Determinación de la permeabilidad de una muestra de roca.	Desarrollada en la USIP.	NA
ME33	Contenido de agua y sedimentos	Desarrollado en la USIP	ASTM 4007
ME52	Determinación de mojabilidad por ángulo de contacto	Desarrollado en la USIP	NA
ME55	Comportamiento reológico de polímeros, geles y aceites.	Desarrollado en la USIP	NA



Tabla 4.6: Lista de métodos y procedimientos utilizados en el desarrollo experimental (Continuación)

Método o procedimiento USIP	Descripción	Observaciones	Norma de referencia
ME71	Determinación de la viscosidad y densidad a condiciones de alta presión y alta temperatura	Desarrollado en la USIP	NA
ME97	Imbibición capilar espontánea a alta presión y alta temperatura.	Desarrollado en la USIP	NA
ME103	Estabilidad de aceites.	Desarrollado en la USIP	NA
PT03	Caracterización de la roca.	Desarrollado en la USIP	NA
PT08	Análisis Stiff & Davis	Desarrollado en la USIP	ASTM D4582
PT27	Evaluación de la eficiencia de la recuperación de aceite por imbibición espontánea.	Desarrollado en la USIP	NA
PT41	Síntesis de salmuera sintética	Desarrollada en la USIP.	NA



A continuación, se describe cada una de las etapas llevadas a cabo en el desarrollo experimental:

4.1 Caracterización de aceite pesado.

La caracterización de la muestra de aceite pesado se realizó a partir de dos principales actividades, en la primera se recabó la información técnica del sistema roca-fluidos generada previamente a este trabajo. Por otro lado, en la segunda actividad se realizaron una serie de experimentos con el objetivo de determinar las principales características de la muestra de aceite pesado.

4.1.1 Recolección de la información disponible del yacimiento

Como parte importante para realizar la caracterización de la muestra de aceite pesado fue necesario recolectar la información del yacimiento, es decir, obtener los datos de la roca (tipo de litología, porosidad, fracturada o no fracturada), aceite (densidad API, densidad, tipo de fluido), agua de formación (stiff & Davis) y características generales del yacimiento (ubicación, profundidad, presión y temperatura de yacimiento). Los datos mencionados fueron indispensables para llevar a cabo los experimentos en los laboratorios de la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera.

4.1.2 Caracterización de la muestra de aceite pesado M771

Los experimentos realizados para la caracterización de la muestra de aceite pesado M771 se llevaron a cabo con diferentes condiciones y equipos, siguiendo las metodologías desarrolladas en la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera que se describen a continuación.



4.1.2.1 Comportamiento reológico

Como parte de la caracterización de la muestra de aceite pesado se determinó el comportamiento reológico a través de un reómetro, a 20°C, 40°C, 60°C, 80°C y 100°C en un intervalo de rapidez de corte de 0.1 s⁻¹ hasta 100 s⁻¹ utilizando una geometría de plato-plato de 40 milímetros.

Se determinó además la viscosidad del aceite con el mismo equipo y geometría en una rampa de temperatura de 20°C hasta 100°C a una rapidez de corte constante de 0.1 s⁻¹.

4.1.2.2 Viscosidad a condiciones de yacimiento

La determinación de la viscosidad a condiciones de yacimiento, temperatura de 144.1 °C y presión de 1779 psi de la muestra de aceite pesado M771 se realizó utilizando un Viscosímetro PVT, el cual opera en un rango de viscosidad de 0.2 cP hasta 10,000 cP.

Se determinaron además los valores de viscosidad en un intervalo de temperatura de 100 °C hasta 180°C a presión constante de yacimiento. Las mediciones se realizaron considerando los valores de viscosidad obtenidos en el comportamiento reológico.

4.1.2.3 Porcentaje de agua y sedimentos

La determinación del porcentaje de agua y sedimentos de la muestra de aceite pesado se realizó utilizando la Centrifuga a 1500 rpm.

4.1.2.4 Ángulo de contacto



Con la Celda de Ángulo de contacto de Alta Presión y Alta Temperatura se determinó el ángulo de contacto realizando dos pruebas a temperatura de yacimiento.

Para realizar el experimento de ángulo de contacto se sintetizó el agua de formación a partir del Stiff & Davis proporcionado. Además, se utilizaron 2 placas de roca estándar silurian dolomite, motivo por el cual no fue necesario lavarlas y limpiarlas.

Se realizó el añejamiento de las placas en agua formación sintética M848 durante 3 días, carboxilatos Q735-I por 3 días y aceite M771 por un periodo de 47 días para una placa y 49 días para la segunda

Se determinó la mojabilidad por ángulo de contacto a temperatura de yacimiento y presión de 500 psi, además se realizó un registro fotográfico del sistema en el tiempo inicial y en la estabilización. A pesar de que el valor del ángulo de contacto se determina casi de inmediato una vez que se alcanza la temperatura de yacimiento y la presión suficiente para hacer que la gota de aceite fluya al capilar es necesario monitorear el valor del ángulo de contacto durante las 15 horas de estabilización y de esta manera determinar si el ángulo cambia considerablemente o no. Este procedimiento fue realizado de la misma manera para las dos placas

4.2 Selección del método de EOR

Para seleccionar el método de recuperación mejorada más apropiado a las características del yacimiento de aceite pesado se integró y analizó la información de la revisión de la literatura, datos del yacimiento y los resultados experimentales. con el objetivo de evaluar la aplicabilidad de cada método de EOR en el yacimiento de aceite pesado, considerando sus particularidades. Además, se evaluaron los mecanismos de recuperación que se presentan en un yacimiento fracturado considerando la mojabilidad de la roca. Este análisis se presenta más a detalle en los análisis de resultados, parte final de este trabajo.



De acuerdo con el análisis realizado se determinó que el mejor método de EOR para este caso de estudio es la imbibición capilar espontánea con solución surfactante, con el objetivo de reducir la tensión interfacial y desplazar el aceite entrampado.

4.3 Aplicación del método de EOR seleccionado

El desarrollo experimental de la imbibición capilar espontánea con agua de formación M848 y disolución de surfactante Q499-I se realizó a través de tres actividades principales, como se muestra en la Figura 4.1:

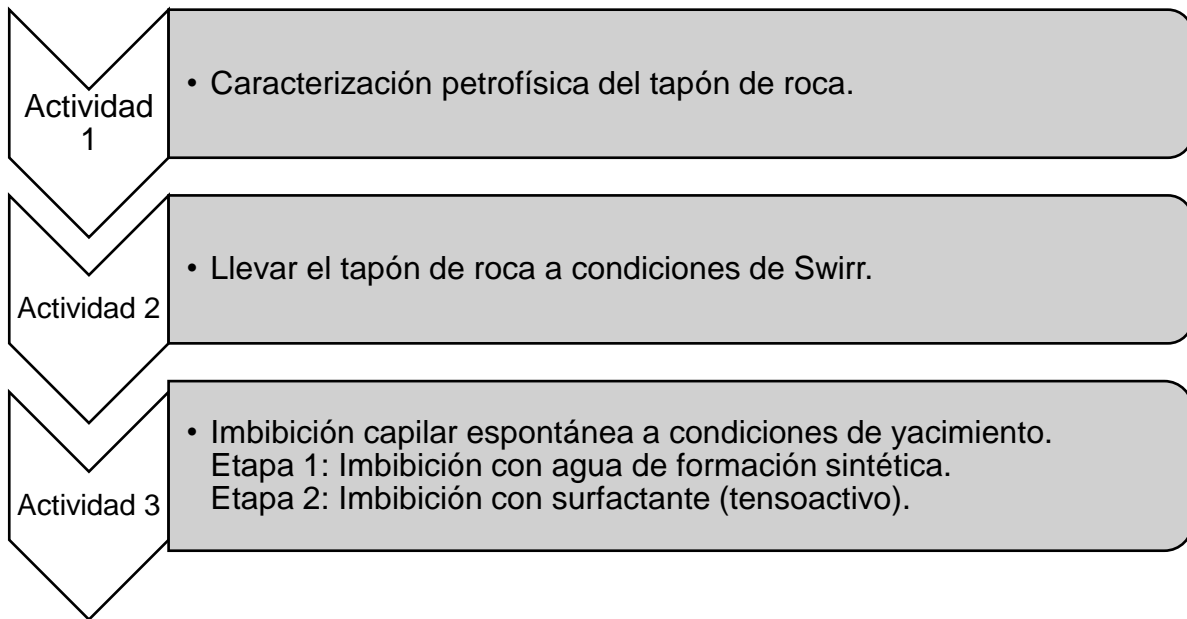


Figura 4.1: Esquema de las actividades realizadas para la imbibición capilar espontánea con agua de formación sintética y surfactante.

A continuación, se describen a detalle cada una de las actividades presentadas en la Figura 4.1

4.3.1 Caracterización petrofísica del tapón de roca seleccionado

Para el desarrollo de esta etapa se seleccionó una roca estándar de litología similar a la del yacimiento de aceite pesado. Una vez seleccionado el tapón de roca se determinó su porosidad y permeabilidad con agua de formación sintética.

La caracterización petrofísica del tapón se realizó utilizando el permeámetro, la Figura 4.2 muestra un diagrama representativo de los componentes principales de este equipo.

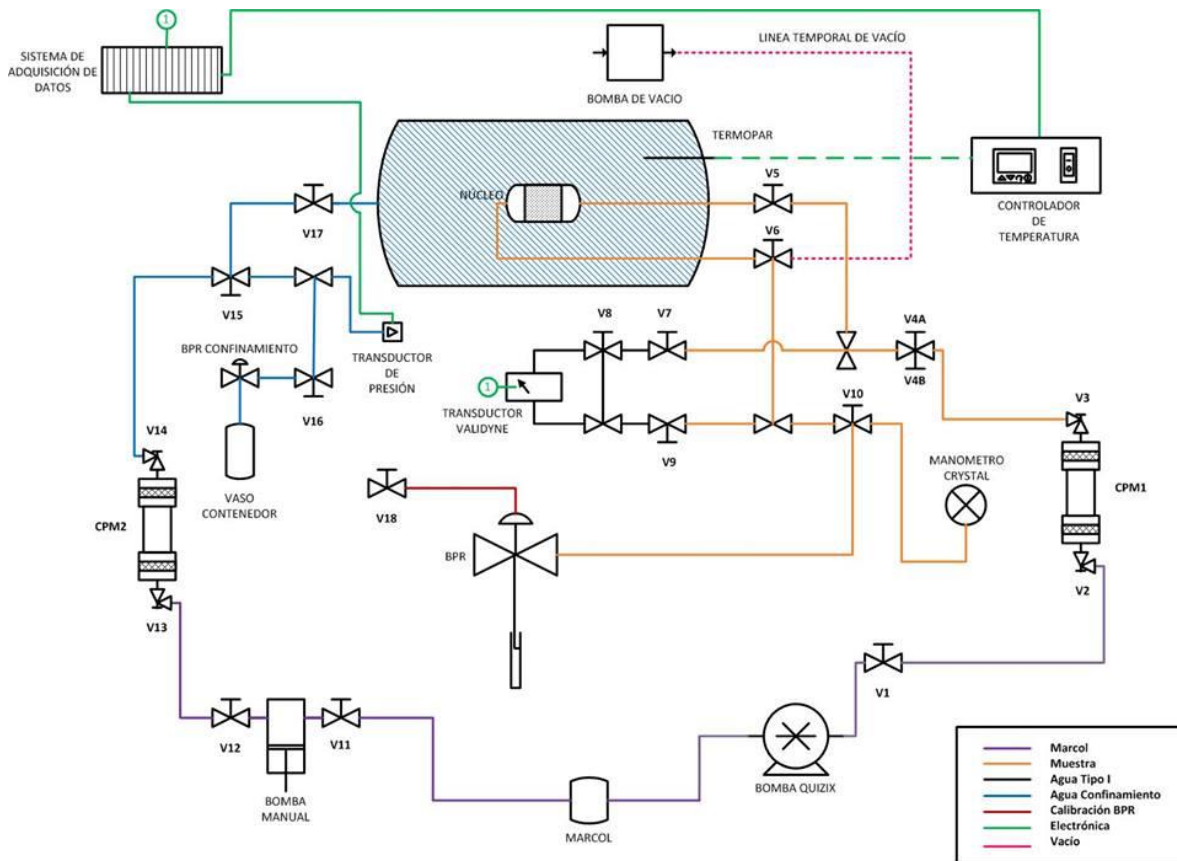


Figura 4.2: Diagrama representativo del Permeámetro USIP utilizado para la caracterización petrofísica del tapón de roca.



4.3.1.1 Porosidad con agua de formación sintética M848.

Se determinó la porosidad del tapón M451 con agua de formación sintética M848, bajo las condiciones mostradas en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Condiciones experimentales para la medición de la porosidad con agua de formación sintética.

Condiciones Experimentales	
Temperatura, [°C]	20
Presión, [psi]	1000
Presión de Confinamiento, [psi]	1500

Datos del fluido con el que se determinó la porosidad (Tabla 4.8):

Tabla 4.8: Viscosidad del agua de formación sintética.

Fluido	
Nombre	Agua de formación sintética M848
Viscosidad @ temperatura ambiente, [cP]	1.366

El experimento consiste en medir el volumen poroso accesible mediante la inyección de agua de formación sintética a una presión constante de 1000 psi, manteniendo la presión de sobrecarga de 1500 psi.

Los datos que se generan durante el experimento son valores de volumen inyectado, a partir de estos es posible calcular la porosidad con la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{[v_{iny} - v_m]}{v_r} * 100 \quad (4.1)$$



Donde:

ϕ : Porosidad [%]

v_{iny} : Volumen de fluido inyectado [ml]

v_m : Volumen muerto del permeámetro [ml]

v_r : Volumen del tapón [ml]

4.3.1.2 Permeabilidad con agua de formación sintética M848.

La permeabilidad del tapón de roca se determinó con agua de formación sintética M848 utilizando el permeámetro.

Tabla 4.9: Condiciones experimentales a las que se determinó la permeabilidad.

Condiciones Experimentales	
Temperatura, [°C]	22
Presión, [psi]	1000
Presión de Confinamiento, [psi]	1500
Gastos, [ml/min]	0.5, 1, 2, 4 y 8
Viscosidad del agua de formación, [cP]	1.366

La determinación de la permeabilidad consiste en la inyección del agua de formación sintética a través del tapón a un gasto establecido. El permeámetro registra el diferencial de presión entre la entrada y salida del tapón que se genera durante la inyección. Este experimento se finaliza, una vez que se ha alcanzado una diferencial de presión constante.

Para calcular la permeabilidad se utiliza la ecuación de Darcy:



$$k = \frac{q\mu L}{\Delta P A} \quad (4.2)$$

Donde:

$q = \text{gasto de inyección} \left[\frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \right]$

$k = \text{permeabilidad} [D]$

$A = \text{área transversal del tapón de roca} [\text{cm}^2]$

$\Delta P = \text{diferencial de presión} [\text{atm}]$

$L = \text{longitud del tapón} [\text{cm}]$

$\mu = \text{viscosidad del fluido} [\text{cP}]$

4.3.2 Llevar el tapón de roca a condiciones de Swirr

Después de haber realizado la caracterización petrofísica del tapón de roca, se llevó a condiciones de S_{wirr} , utilizando nuevamente el permeámetro.

El experimento se realizó con las condiciones experimentales mostradas en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Condiciones experimentales para llevar el tapón de roca a condiciones de S_{wirr} .



Condiciones Experimentales	
Temperatura de yacimiento, [°C]	144.1
Presión, [psi]	1000
Presión de Confinamiento, [psi]	1500
Gastos, [ml/min]	0.5
Viscosidad del agua de formación @ Temperatura ambiente, [cP]	1.366
Volumen poroso, [ml]	10.11

Con la ecuación 4.4 se calculó el valor de S_o .

$$S_o = V_{omp}/V_{por} \quad (4.3)$$

A partir del valor de saturación de aceite se calculó la saturación de agua irreductible con la ecuación que se presenta a continuación:

$$S_{wirr} = 1 - S_o \quad (4.4)$$

Donde:

V_{omp} : volumen de aceite en el medio poroso.

V_{por} : Volumen poroso.

S_{or} : Saturación de aceite residual.

S_{wirr} : Saturación de agua irreductible.

4.3.3 Imbibición capilar espontánea a temperatura de yacimiento con agua de formación sintética y surfactante.



La imbibición capilar espontánea a temperatura de yacimiento; del tapón en condiciones de S_{wirr} , se llevó cabo en dos etapas, la primera se realizó sólo con agua de formación sintética para conocer la cantidad de aceite que se recupera, posteriormente se reemplazó el agua de formación sintética por una disolución de surfactante.

4.3.3.1 Imbibición capilar espontánea a temperatura de yacimiento con agua de formación sintética M848.

En esta primera etapa se llevó a cabo la imbibición capilar espontánea con agua de formación sintética del tapón previamente llevado a condiciones de S_{wirr} , utilizando la Celda de Imbibición de Alta Presión y Alta Temperatura. La presión experimental de 120 psi asegura mantener los fluidos en una sola fase.

Las condiciones experimentales de la imbibición capilar espontánea se muestran en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11: Condiciones experimentales de la Imbibición capilar espontánea con agua de formación sintética.

Condiciones Experimentales	
Temperatura de yacimiento, [°C]	144.1
Presión, [psi]	120

El procedimiento seguido para la imbibición capilar espontánea se describe en los siguientes apartados:

1.- Ensamblar la celda de imbibición de alta presión y alta temperatura

Se ensambla la celda de imbibición colocando las tapas laterales y las de los extremos inferior y superior, instalando el manómetro en esta última. Posteriormente, se realiza una prueba de presión para asegurar la hermeticidad del sistema.



2.- Colocar el tapón en condiciones de S_{wirr} en la celda de imbibición de alta presión y alta temperatura.

Se introduce el tapón de roca en la celda de imbibición y posteriormente se sitúa la bureta sin tener contacto con este.

3.-Colocar el agua de formación sintética M848 en la celda de imbibición de alta presión y alta temperatura.

Con el tapón dentro de la celda de imbibición se desplaza el agua de formación sintética, de tal manera que el tapón y el interior de la celda queden cubiertos totalmente de agua.

4.- Llevar la celda de imbibición a temperatura de yacimiento y presión de 120 psi.

Se colocan los sensores de temperatura para llevar la celda de imbibición a temperatura de 144.1°C. Por otro lado, con la bomba a presión constante se alcanza la presión de 120 psi. Las condiciones de presión y temperatura son monitoreadas por el manómetro y los controladores de temperatura.

La instalación final de la celda de imbibición se muestra en la Figura 4.3.

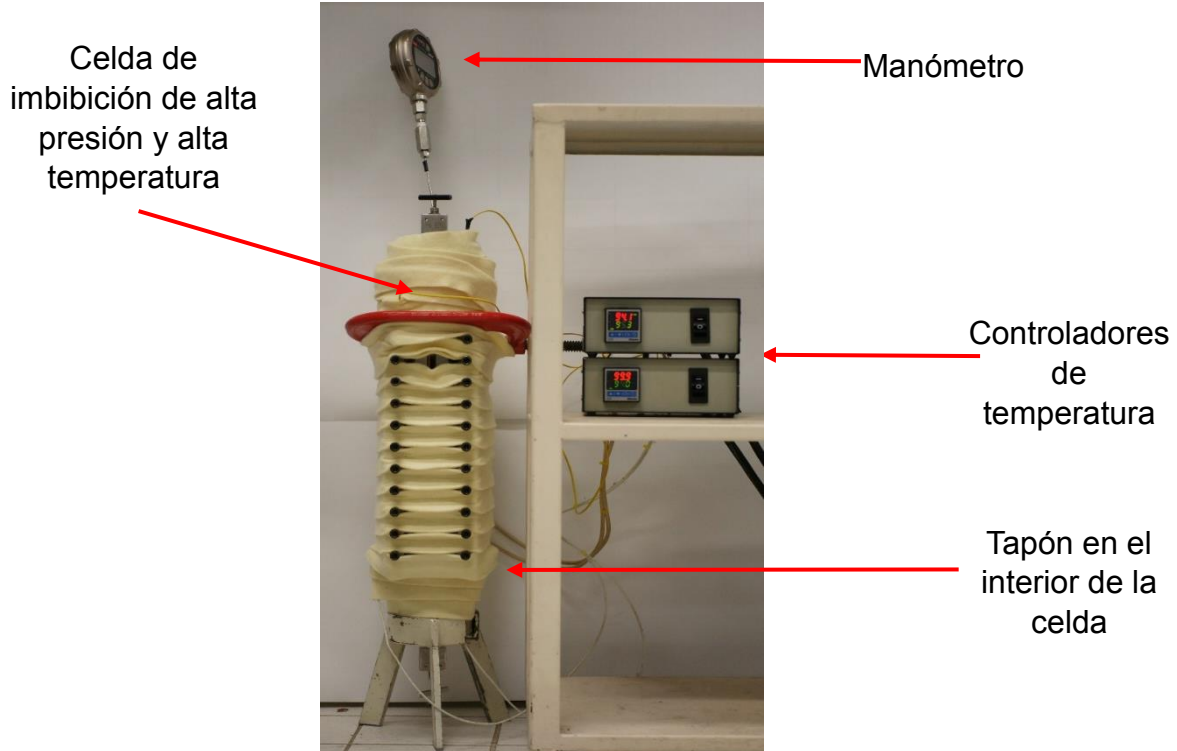


Figura 4.3: Celda de Imbibición de Alta Presión y Alta Temperatura con tapón y agua de formación sintética en el interior.

5.-Monitorear diariamente la producción de aceite en la celda de imbibición de alta presión y alta temperatura.

Para llevar un control de la producción de aceite del tapón de roca se realiza un monitoreo por hora durante los 18 días que se lleva a cabo la imbibición capilar espontánea.

4.3.3.2 Imbibición capilar espontánea a temperatura de yacimiento con inyección de surfactante

La siguiente etapa de la imbibición capilar espontánea consistió en reemplazar el agua de formación sintética por una disolución de surfactante Q499-I, con el objetivo de reducir la tensión interfacial y desplazar el aceite pesado del tapón de roca.

El experimento se realizó con las condiciones siguientes:



Tabla 4.12: Condiciones experimentales para la Imbibición capilar espontánea con surfactante Q499-I.

Condiciones Experimentales	
Temperatura de yacimiento, [°C]	144.1
Presión, [psi]	120
Surfactante Q499-I	0.2%W

1.- Reemplazar el agua de formación sintética por surfactante (tensoactivo) Q499-I

Se reemplaza el agua de formación sintética por la disolución de surfactante (tensoactivo) manteniendo constante la presión de 120 psi y temperatura de yacimiento hasta que el tapón y el interior de la celda queden cubiertos únicamente de tensoactivo, para asegurar que esto último suceda se determina la conductividad del fluido desplazado en diferentes intervalos de tiempo hasta que esta coincida con la conductividad de la disolución de surfactante Q499-I.

3.- Monitorear diariamente la producción de aceite en la celda de imbibición de alta presión y alta temperatura.

Al igual que en la primera etapa, se monitorea por hora la producción de aceite en la celda de imbibición durante los 15 días que lleva a cabo este proceso.

4.- Retirar el tapón de roca, surfactante y bureta de la celda de imbibición de alta presión y alta temperatura.

Pasados los 15 días de imbibición se retira el surfactante de la celda de imbibición para posteriormente sacar el tapón de roca y la bureta y determinar la cantidad de aceite producido.

5.- Medir la cantidad de aceite producido que se encuentra en la bureta

Con un solvente (tolueno) se determina la cantidad de aceite pesado M771 que se produjo durante la imbibición capilar espontánea con disolución de surfactante.



Capítulo 5 : Resultados del desarrollo experimental

Los resultados que se obtuvieron de los procedimientos experimentales realizados para caracterización de aceite pesado y de la imbibición capilar espontánea a temperatura de yacimiento con agua de formación sintética y surfactante descritos en el capítulo 4 incluyen la información técnica del yacimiento, comportamiento reológico, porcentaje agua y sedimentos, viscosidad a condiciones de yacimiento, ángulo de contacto, caracterización del tapón de roca seleccionado, condiciones de S_{wirr} y finalmente el factor de recuperación obtenido a partir de la imbibición capilar espontánea con surfactante. Estos resultados se presentan en los apartados siguientes:

5.1 Caracterización de aceite pesado.

Para llevar a cabo la caracterización del aceite pesado y posteriormente evaluar la aplicación de un método de recuperación mejorada fue necesario conocer las propiedades del sistema roca fluido y características generales del yacimiento, para lo cual se realizó una recolección de la información disponible del yacimiento, obteniendo datos como el tipo de yacimiento, litología, densidad, profundidad, presión y temperatura de yacimiento y la ubicación.



5.1.1 Recolección de información disponible del yacimiento.

La información técnica del yacimiento se muestra en la Tabla 5.1

Tabla 5.1: Propiedades del sistema roca-fluido de la muestra de aceite pesado y características del Campo de Aceite Pesado Marino.

Parámetro	Yacimiento en la región marina
Tipo de yacimiento	Aceite Negro Pesado
Litología	Dolomitas fracturadas.
Densidad del fluido, [°API]	10.2
Profundidad, m	4235
Presión inicial, psi	1779
Temperatura del yacimiento, [°C]	144.1
Porosidad, [%]	10
Densidad @ c.y	0.9789
Viscosidad @ c.y, [cP]	26.7 [cP]

5.1.2 Caracterización de la muestra de aceite pesado

Los resultados del comportamiento reológico, porcentaje de agua y sedimentos, viscosidad a condiciones de yacimiento y ángulo de contacto realizados para la caracterización de la muestra de aceite pesado M771 son los siguientes:

5.1.2.1 Comportamiento reológico



En



la

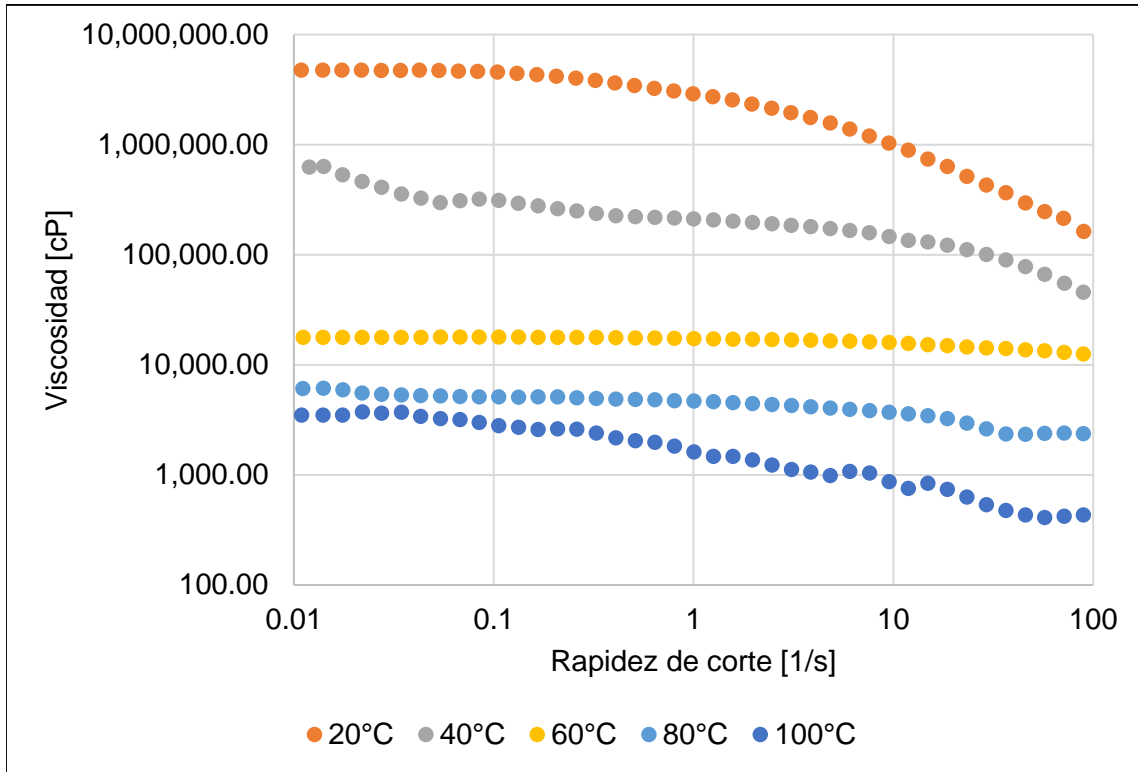
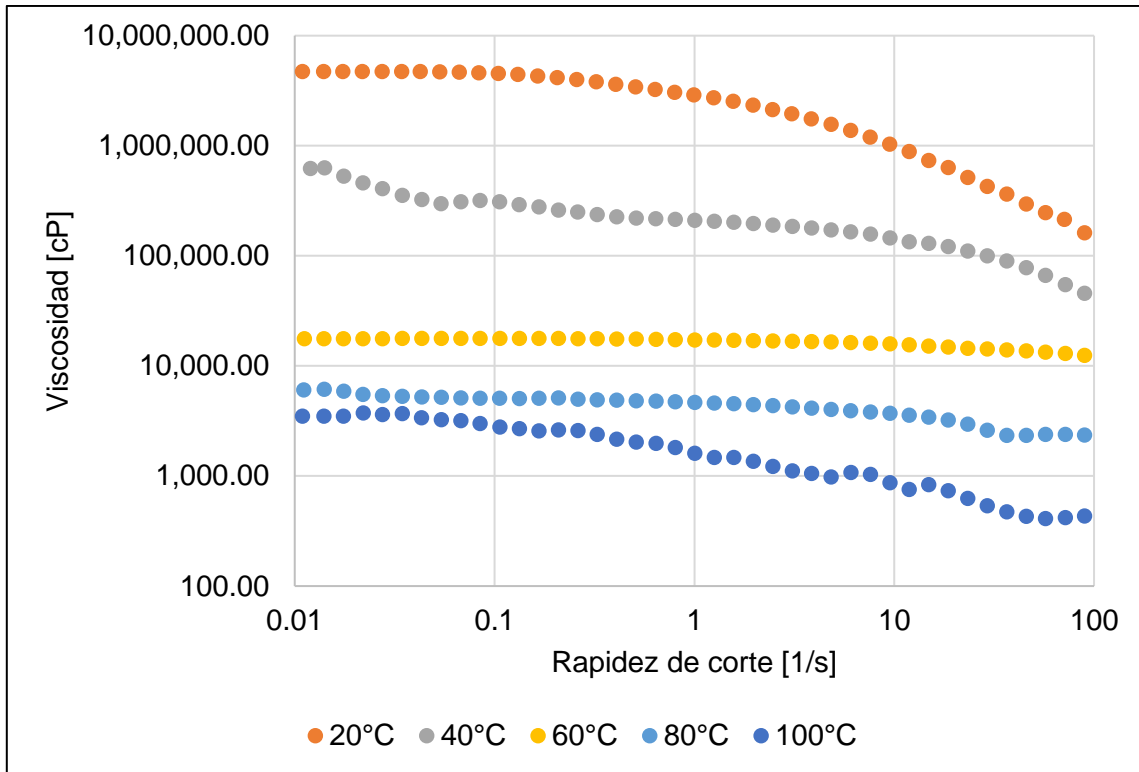


Figura 5.1: Gráfico del Comportamiento Reológico de la muestra M771 en una rampa de temperatura de 20°C hasta 100°C, rapidez de corte de 0.01 s⁻¹ hasta 100 s⁻¹ y presión atmosférica.



se muestran los resultados obtenidos del comportamiento reológico en una rampa de temperatura de 20 °C hasta 100°C, en un intervalo de rapidez de corte de 0.01 s⁻¹ hasta 100 s⁻¹ y a presión atmosférica

Además, se obtuvieron los valores de viscosidad de la muestra de aceite M771 en una rampa de temperatura de 20 °C hasta 100 °C a presión atmosférica y rapidez de corte constante de 0.1 s⁻¹, tal como se muestra en la Figura 5.2:

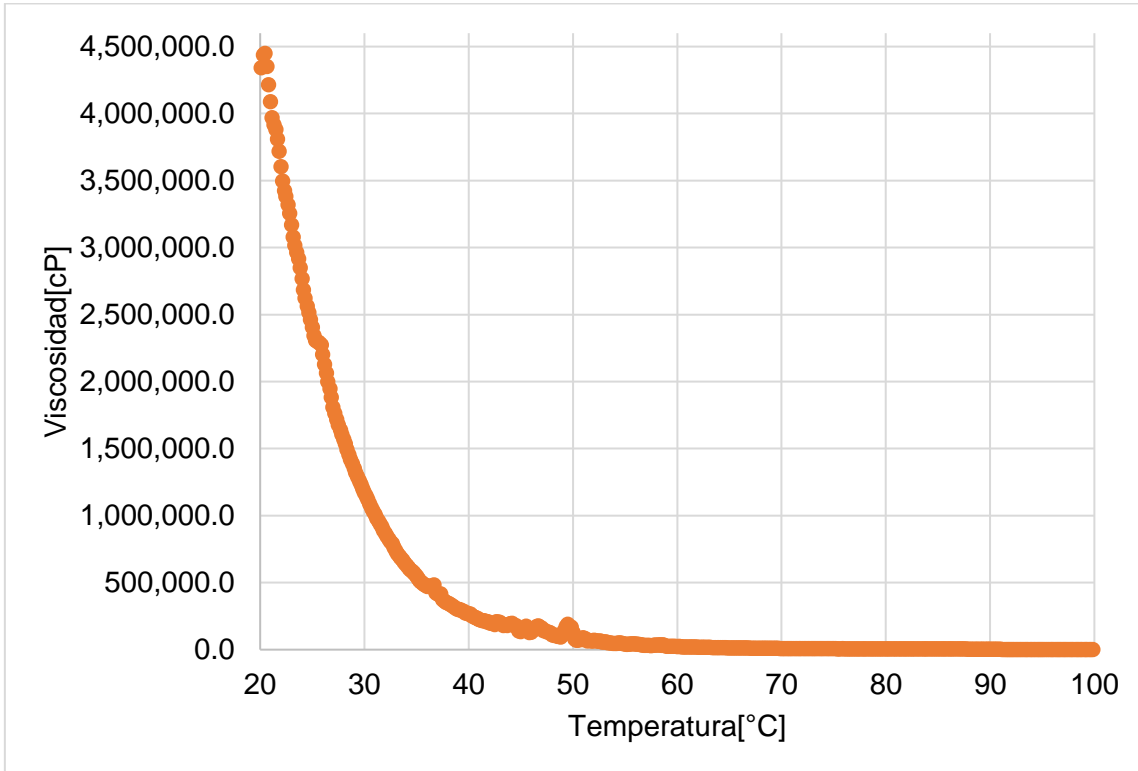


Figura 5.2: Gráfico de la viscosidad de la muestra M771 en una rampa de temperatura de 20 °C hasta 100 °C, con rapidez de corte constante de 0.1 s⁻¹ y presión atmosférica.

5.1.2.2 Viscosidad a temperatura y presión de yacimiento

El valor de viscosidad determinado a condiciones de yacimiento de la muestra de aceite pesado M771 es el siguiente:

Tabla 5.2: Viscosidad obtenida de la muestra de aceite M771 a condiciones de yacimiento.

Viscosidad de aceite M771 a condiciones de yacimiento.		
Temperatura [°C]	Presión [psi]	Viscosidad [cP]
144.1	1779	119.55



Los resultados de la medición de la viscosidad de la muestra de aceite M771 en un rango de temperatura de 100°C hasta 180°C y presión de 1779 psi se presentan en la Tabla 5.3:

Tabla 5.3: Valores de viscosidad de la muestra de aceite M771 a diferentes temperaturas generados por el Viscosímetro PVT a una presión de 1779 psi.

Viscosidad de aceite pesado	
Temperatura [°C]	Viscosidad [cP]
100.00	1483.49
110.09	761.09
120.05	448.09
144.10	119.55
154.38	74.25
160.15	59.63
180.05	32.09

Con los datos anteriores se obtuvo la curva que muestra el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura(Figura 5.4).

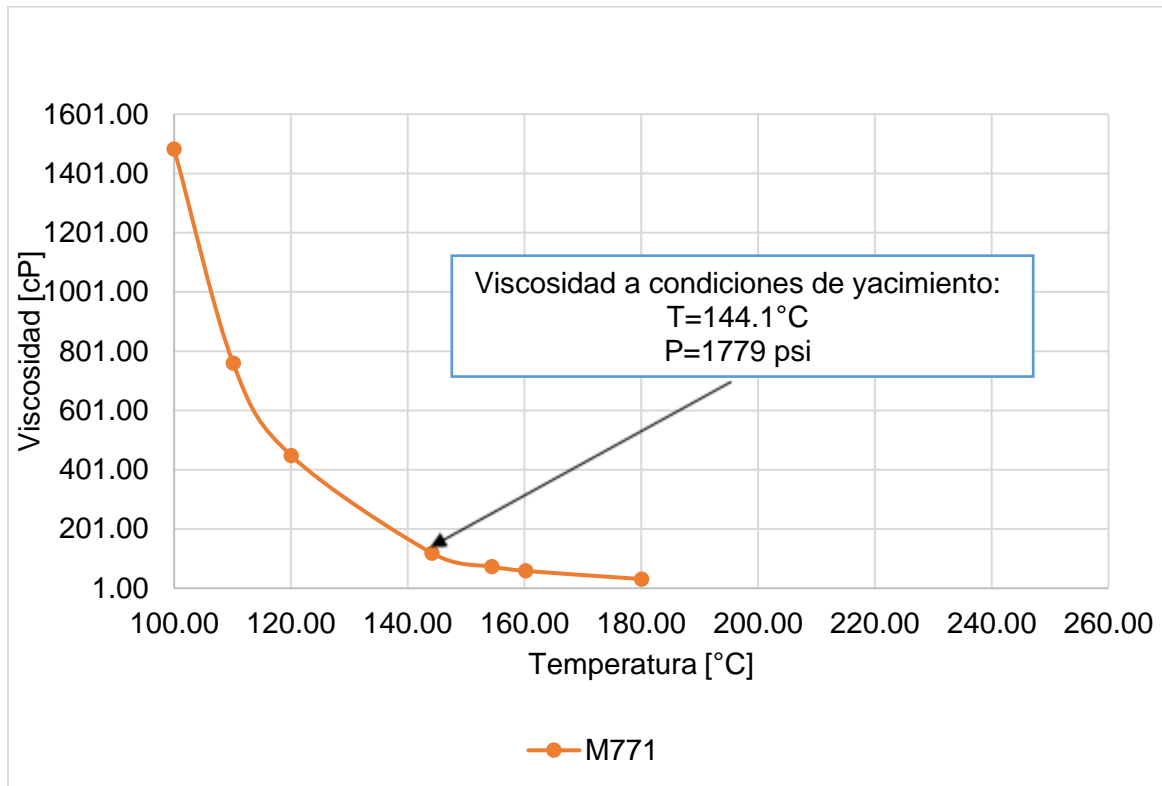


Figura 5.3: Gráfico del comportamiento de la viscosidad en un rango de temperatura de 100°C hasta 180°C y presión de yacimiento de 1779 psi en escala normal.

También se realizó una extrapolación de los datos para identificar el mínimo valor de viscosidad alcanzado al incrementarse la temperatura

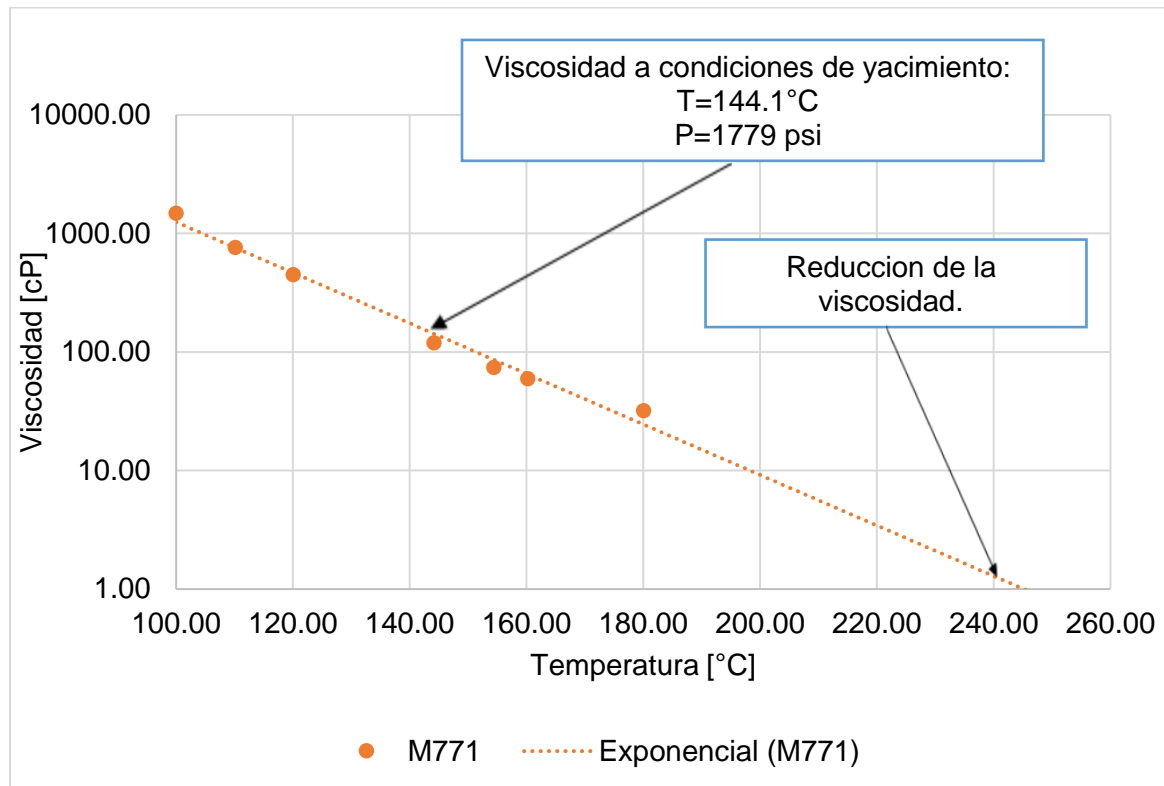


Figura 5.4: Gráfico del comportamiento de la viscosidad en un rango de temperatura de 100°C hasta 180°C y presión de yacimiento de 1779 psi en escala logarítmica.

5.1.2.3 Porcentaje de agua y sedimentos

El porcentaje obtenido de agua y sedimentos de la muestra de aceite pesado M771 se muestra en la Tabla 5.4:

Tabla 5.4: Porcentaje de agua y sedimentos de la muestra de aceite M771.

Muestra (ID)	Porcentaje Agua y Sedimentos [%]	Observaciones
M771	1	Muestra original

5.1.2.4 Ángulo de contacto



Los resultados de la determinación del ángulo de contacto a través de la estabilización del sistema Agua+Roca+Aceite a la temperatura de 144°C y presión de 500 psi monitoreándose durante 15 hrs.

- **Prueba 1 (Silurian Dolomite añejado en aceite M848 por 47 días)**

El ángulo determinado para la primera placa de roca con añejamiento en aceite M848 durante 47 días se presenta en la Tabla 5.5

Tabla 5.5: Resultados de la medición de ángulo de contacto de la muestra de aceite de pesado del Campo Marino con un añejamiento de 47 días.

Sistema			Ángulo derecho [°]	Ángulo izquierdo [°]	Ángulo promedio [°]
Muestra de roca	Añejamiento	Aceite			
Silurian Dolomite	Agua de formación sintética.	M771	47.7	47.7	47.7

A continuación se presenta la evidencia fotografica de la medición del ángulo de contacto en esta primera prueba, donde la Figura 5.5 muestra el ángulo obtenido en el estado inicial, es decir al momento de la prueba y en la Figura 5.6 se tiene el angulo de contacto de la prueba despues del periodo de estabilizacion.

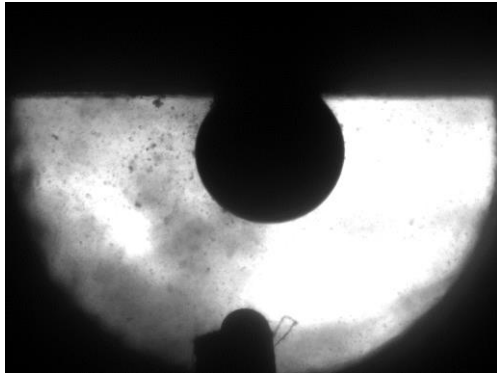


Figura 5.5: Ángulo de contacto obtenido en el estado inicial de la prueba 1.

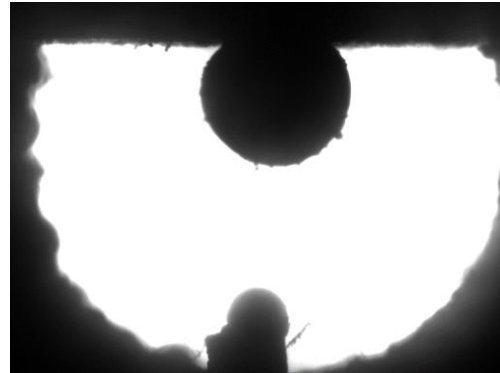


Figura 5.6: Ángulo de contacto obtenido en el estado final, después del periodo de estabilización de 15 hrs de la prueba 1.

- **Prueba 2 (Silurian Dolomite añejado en aceite M771 por 49 días).**

Para la prueba dos con un añejamiento de la placa de roca en aceite pesado M771 durante 49 días se obtuvo el valor de ángulo de contacto reportado en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6: Resultados de la medición de ángulo de contacto de la muestra de aceite de pesado del Campo Marino con un añejamiento de 49 días.

Muestra de roca	Sistema		Ángulo derecho [°]	Ángulo izquierdo [°]	Ángulo promedio [°]
	Añejamiento	Aceite			
Silurian Dolomite	Agua de formación sintética	M771	46.5	49.5	48

La Figura 5.7 muestra el ángulo obtenido en el estado inicial y en la Figura 5.8 se tiene el ángulo de contacto de la prueba después del periodo de estabilización.

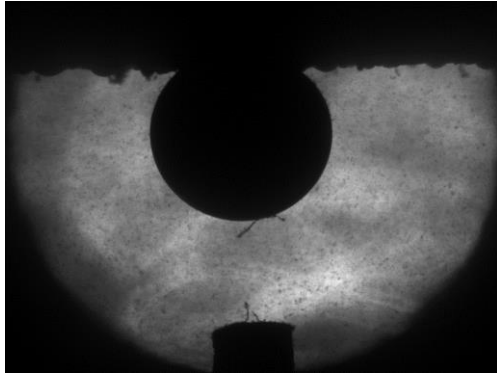


Figura 5.7: Ángulo de contacto obtenido en el estado inicial de la prueba 2.

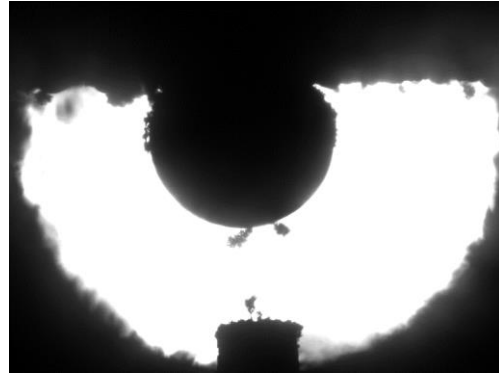


Figura 5.8: Ángulo de contacto obtenido en el estado final, después del periodo de estabilización de 15 hrs de la prueba 2.

Durante la medición se observó la presencia de precipitados en el agua, lo cual se atribuye directamente a la alta temperatura a la que se encontraba el sistema, por otro lado, al tomar la última medición (estado final) se generaron sales en el pistón, tal como se muestra en la

Figura 5.9.



Figura 5.9: Precipitados en el capilar del equipo de medición del ángulo de contacto.



5.2 Aplicación del método de EOR seleccionado

Los resultados de las tres etapas descritas en el capítulo 4.3 necesarias para la aplicación de la imbibición capilar espontánea con inyección de surfactante se muestran en los siguientes apartados:

5.2.1 Caracterización del tapón de roca seleccionado.

El tapón de roca seleccionado fue una Guelph Dolomite del cual se obtuvo la caracterización petrofísica donde se determinó la porosidad y permeabilidad efectiva, datos necesarios para llevar a cabo la imbibición capilar espontánea. En la Tabla 5.7 se presentan los datos generales del tapón y los valores de porosidad y permeabilidad obtenidos.

Tabla 5.7: Datos de la muestra del tapón de roca seleccionada.

ID	Litología	Diámetro [cm]	Longitud [cm]	Volumen de roca [cm ³]	Volumen poroso [ml]	Φ [%]	K [mD]
M451	Guelph Dolomite	3.8	7	79.39	10.3	12.73	273.35

En la Figura 5.10 se muestra el tapón de roca Guelph Dolomite.



Figura 5.10: Muestra de roca Guelph Dolomite seleccionada para realizar la imbibición capilar espontánea.

5.2.2 Llevar a condiciones de S_{wirr} el tapón de roca seleccionado.

Las imágenes siguientes muestran los viales donde se recuperaron los volúmenes de agua y aceite que se produjeron durante el desplazamiento del aceite M771.



Figura 5.11: Vial 1
Volumen muerto de agua.

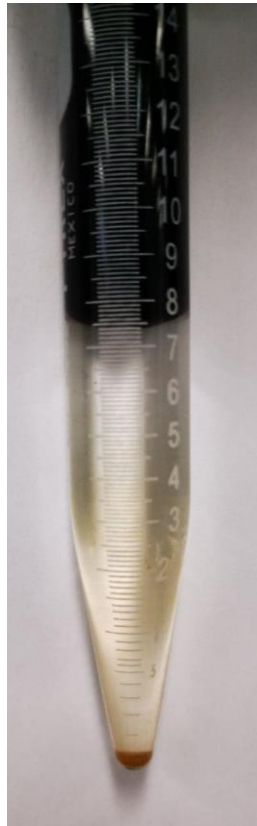


Figura 5.12: Vial 2
Volumen de agua y
aceite producido.



Figura 5.13: Vial 3
Volumen de aceite
producido sin
producción de agua.

Las cantidades de aceite y agua recuperados en cada vial se reportan en la Tabla 5.8:

Tabla 5.8: Cantidad de aceite y agua recuperados en cada vial durante el desplazamiento de aceite M771 en el tapón de roca GuelPTH Dolomite.

N° de vial	Aceite [ml]	Agua [ml]
1	0	2.8
2	8	7.5
3	11.5	

En la Tabla 5.9 se muestran los valores de volúmenes de aceite y agua en el medio poroso, así como los valores de S_o y S_{wirr} determinados.

Tabla 5.9: Valor de S_o y S_{wirr} obtenidos del experimento.

V_{omp}	7.50
S_o	74.18%
S_{wirr}	25.82%
V_{wmp}	2.61

En las imágenes mostradas a continuación se observa el estado final del tapón de roca Guelph Dolomite después de ser llevado a condiciones de S_{wirr} .



Figura 5.14: Tapón de roca Guelph Dolomite llevado a condiciones de S_{wirr} .

5.2.3 Imbibición capilar espontánea a condiciones de yacimiento con agua de formación sintética y surfactante.

La imbibición capilar espontánea se realizó con agua de formación sintética y surfactante reductor de tensión interfacial, con el objetivo de evaluar la recuperación de aceite en cada uno, los resultados de estas dos etapas se presentan a continuación:

- **Etapla 1 de imbibición capilar espontánea con agua de formación sintética M848.**

En la etapa 1 de imbibición capilar espontánea no se obtuvo producción de aceite durante los 18 días de imbibición.

- **Etapla 2 de imbibición capilar espontánea con surfactante**

Al reemplazar el agua de formación sintética M848 con el surfactante Q499-I se intentó registrar la producción diaria, sin embargo, esto no fue posible ya que la turbidez dentro de la celda lo impidió. Por esta razón, solo fue posible determinar la cantidad de aceite M771 producido hasta sacar la bureta de la celda de imbibición.

La Figura 5.15 muestra las condiciones finales del tapón, después retirarlo de la celda de imbibición de alta presión y alta temperatura.



Figura 5.15: Condiciones del tapón después de la imbibición capilar con agua de formación sintética y tensoactivo.

En la Figura 5.16 se observa la bureta en la cual se recolectó el aceite producido durante la imbibición capilar espontánea con surfactante Q499-I.



Figura 5.16: Bureta con aceite pesado M771 producido durante la imbibición capilar espontánea con surfactante.

El volumen producido por el tapón de roca Guelph Dolomite durante la imbibición capilar espontánea fue de 1.9 ml a partir de este resultado se calculó el factor de recuperación con la ecuación 5.1:

$$FR\% = \frac{Vol_{producido}}{V_{omp}} \quad (5.1)$$



$$FR\% = \frac{1.9[ml]}{7.5 [ml]} * 100$$

Finalmente, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.10

Tabla 5.10: Volumen producido por el tapón de roca Guelph Dolomite durante la Imbibición capilar espontánea con surfactante Q499-I y factor de recuperación correspondiente al volumen producido.

Volumen producido [ml]	Factor de recuperación [%]
1.9029	25.372



Capítulo 6 Análisis de resultados

6.1 Caracterización de aceite pesado

Con la información técnica recabada del yacimiento fue posible identificar que el caso de estudio es un yacimiento carbonatado, profundo, fracturado y marino. Los datos de presión y temperatura de yacimiento reportados son valores altos, esto resulta importante ya que fungen como parámetros de selección del método de EOR, además de que representan un reto técnico en el laboratorio. Conocer esta información permitió descartar la aplicación de los métodos térmicos (inyección de vapor y combustión in-situ), ya que, al ser un yacimiento marino con una profundidad de más de 4000 m, su aplicación se ve limitada a las grandes pérdidas de calor que se presentan en yacimientos profundos, por otro lado, entre mayor sea la presión se necesita suministrar más calor para mantener la fase vapor y se aumenta el riesgo de fallas operacionales.

Los resultados obtenidos del comportamiento reológico, porcentaje de agua y sedimentos, viscosidad a condiciones de yacimiento y mojabilidad, se consideraron factores importantes dentro de la selección del método de EOR.

Primero, al analizar las curvas de viscosidad del comportamiento reológico, se infiere que se obtienen valores de viscosidad más bajos cuando la rapidez de corte y la temperatura aumentan, a partir de estos resultados y obteniendo la ley de potencias de cada una de las curvas se comprueba que su comportamiento reológico pertenece a las de un fluido pseudoplástico. (

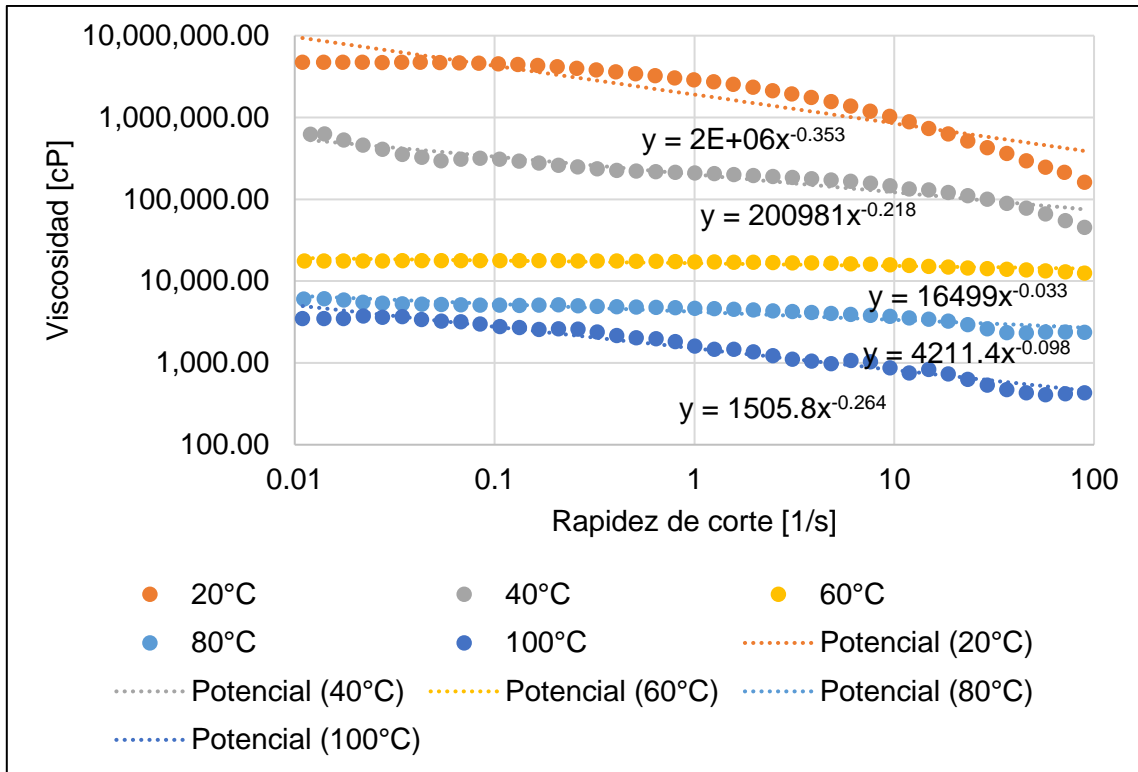


Figura 6.1). Que la muestra de aceite pesado M771 tenga un comportamiento pseudoplástico resulta favorable ya que permite determinar que las variables temperatura y rapidez de corte tienen un efecto positivo en la viscosidad caso contrario si el fluido hubiese resultado tener un comportamiento dilatante donde al aumentar la rapidez de corte la viscosidad también incrementa.

El conocimiento de la forma en la que se comporta el fluido es importante para el diseño de procesos de recuperación mejorada, ya que se determina el efecto de la temperatura en la viscosidad, parámetro fundamental en el flujo de crudos pesados

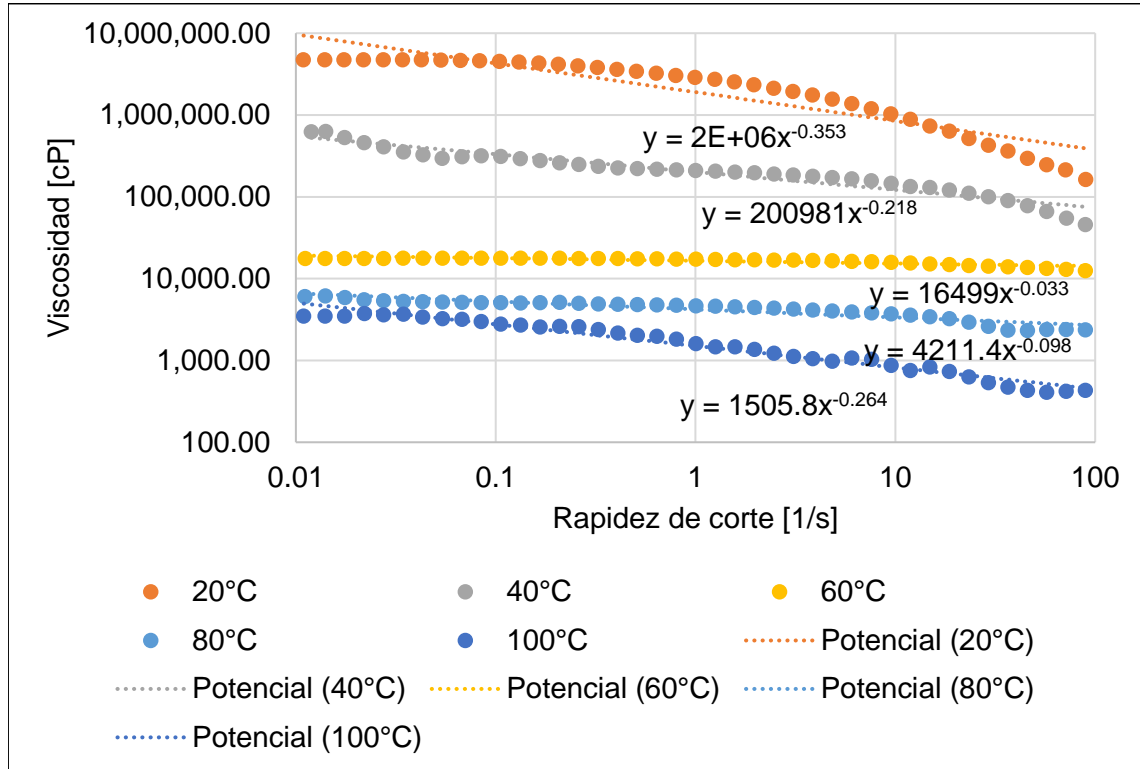


Figura 6.1: Gráfico del Comportamiento Reológico de la muestra M771 en una rampa de temperatura de 20°C hasta 100°C, rapidez de corte de 0.01 s⁻¹ hasta 100 s⁻¹ y presión atmosférica.

El porcentaje de agua y sedimentos obtenido se considera bajo, lo que resulta ser una ventaja ya que no hay formación de emulsiones de agua en aceite, las cuales causan que aumente la viscosidad del crudo reduciendo la movilidad del aceite.

El valor de viscosidad a condiciones de yacimiento es particularmente importante en el diseño y el desarrollo de procesos de recuperación mejorada, ya que la mayoría de estos métodos requieren de una reducción de la viscosidad por calentamiento, dilución con un solvente o ambos. Desconocer este valor podría causar una selección incorrecta de un método de Recuperación Mejorada ya que con esta propiedad también es posible calcular la razón de movilidad y determinar si esta es favorable o no.

Por otro lado, los métodos miscibles son aplicables para aceites con alta densidad API lo cual se relaciona con el porcentaje de componentes ligeros que tiene un crudo, por este motivo el aceite pesado de este caso de estudio no sería un buen



candidato a la aplicación de algún método miscible ya que presenta una densidad °API inferior a los rangos recomendados para estos métodos.

En la inyección de CO₂, la miscibilidad por múltiple contacto sucede cuando este fluido entra en contacto con el crudo y vaporiza las fracciones ligeras, creando un bache enriquecido de CO₂ con hidrocarburos ligeros lo que genera una reducción de la viscosidad y mejora la eficiencia de desplazamiento del aceite, en este caso, por la ausencia de componentes ligeros no se lograría tener este efecto en la viscosidad. Los yacimientos con un alto grado de heterogeneidad representan un reto, debido a que resulta muy complicado predecir el comportamiento que tendrá el CO₂ dentro de éstos, por otro lado, los costos de transporte de CO₂ costa afuera es entre un 40% y 70 % más caro que en tierra, además de que la presencia de CO₂ en el yacimiento es uno de los factores que causan la precipitación de asfaltenos.

Con el ángulo de contacto obtenido se determinó una mojabilidad preferencial al agua para la placa de roca Silurian Dolomite, la literatura indica que la mayoría de los carbonatos son mojados al aceite, resultado contrario al que se obtuvo en este experimento, sin embargo, como se explicó en el capítulo 2, dentro de la teoría de los factores que afectan la mojabilidad de la roca se tiene el efecto de la alta temperatura, factor al que se le atribuye el cambio de mojabilidad que se presentó para este caso. Este resultado permite deducir que al ser un yacimiento fracturado con mojabilidad al agua el mecanismo de recuperación que predomina es la imbibición capilar espontánea.

Los resultados de la caracterización del aceite permitieron descartar la aplicación de los métodos miscibles y térmicos, quedando por evaluar los métodos químicos, donde es importante considerar a la imbibición capilar como principal mecanismo de recuperación en este yacimiento. Los polímeros reducen la razón de movilidad, por este motivo se busca un polímero de mayor viscosidad que el aceite para así disminuir la movilidad del agua, sin embargo, pueden presentarse dos situaciones en relación a este proceso, la primera, es que si el polímero es muy viscoso será complicado que entre en la matriz, y si es menos viscoso es posible que entre en la matriz, pero no desplace el aceite y que se presente una canalización hacia las



fracturas sin tener efecto en la matriz. La segunda, es que si el yacimiento es de alta temperatura causará la degradación del polímero.

A pesar de que el uso de álcalis se recomienda en aceites con bajo pH (alta acidez), donde la acidez se atribuye a la presencia de moléculas (usualmente resinas y asfáltenos) que contienen radicales ácidos, al ser el álcali una sal, cuando se inyecta en el yacimiento la salinidad de este aumenta aún más, lo que causa que la tensión interfacial sea mayor favoreciendo al aceite entrampado. Por otro lado, estos químicos se evitan aplicar en carbonatos ya que interactúan adversamente con químicos cáusticos, provocando su precipitación y fisuras en la roca.

El tapón de roca de estudio tiene mojabilidad preferencial al agua lo que quiere decir que el proceso de imbibición actuará como fuerza impulsora para expulsar el aceite contenido en la matriz. El sistema de fracturas para este caso está saturado con la fase mojante de la matriz por lo cual la imbibición se relaciona con el efecto capilar positivo que se presenta en los sistemas mojados por agua. Por otro lado, la suficiente disminución de la tensión interfacial permite disminuir la magnitud de las fuerzas retentivas del aceite, haciendo que una parte de este aceite sea liberado como una fase móvil, lo que permitirá a esta fase móvil ser desplazada hacia el sistema de fracturas de donde pasará hacia el interior del pozo productor. Este efecto positivo de reducción de tensión interfacial agua-aceite se logra mediante la adición de un tensoactivo.

El uso de tensoactivos, es considerado como la mejor propuesta para este caso de estudio por varias situaciones, la primera, es que, de acuerdo a la literatura consultada, en varios casos se ha aplicado este método con éxito en aceites pesados y yacimientos naturalmente fracturados, cabe recalcar que el éxito depende mucho del diseño del surfactante el cual debe hacerse de acuerdo a las características del yacimiento y del tipo de fluido.

6.2 Aplicación del método de EOR seleccionado



Los resultados obtenidos para la porosidad y permeabilidad se consideran dentro de los valores recomendados para el flujo de fluidos en el medio poroso, lo cual resultó ser una ventaja para el flujo del aceite pesado a través del tapón al llevarlo a condiciones de Swirr ya que la alta viscosidad del aceite pesado complicaría este proceso si se tuviera una permeabilidad baja.

Por otro lado, el valor de Swirr alcanzado por el tapón de roca fortalece el que la mojabilidad haya resultado ser preferencial al agua, sin embargo, esto no garantiza que haya una excelente producción de aceite pesado a través de este mecanismo.

La imbibición capilar espontánea es un proceso que consiste en el ingreso de la fase mojante en los poros de la roca por efecto de las fuerzas capilares, en la tercera etapa, se realizó este proceso con agua de formación sintética donde no hubo producción de aceite pesado M771 durante los 18 días que se llevó a cabo la imbibición, motivo por el cual se inyectó un surfactante reductor de tensión interfacial desarrollado en la USIP.

La recuperación de aceite que pudiera lograrse a través de la aplicación del surfactante en la matriz del yacimiento carbonatado fracturado dependerá fuertemente de la efectividad con la que interactúe el surfactante con la matriz. Los surfactantes reducen la tensión interfacial entre el crudo y el agua por adsorción en la fase líquido-líquido, causado por la disminución de la energía libre del surfactante al ubicarse en la interfase y satisfacer total o parcialmente su doble afinidad polar-no polar. Cuando se agregan a un medio acuoso, las moléculas de surfactantes forman estructuras denominadas micelas, las cuales permiten interactuar en la interfaz de ambos fluidos otorgándole sus principales funciones como la reducción de la tensión interfacial y aumento de la solubilidad por medio de una concentración crítica micelar. Entre más se disminuya la tensión interfacial mayor será la reducción de la saturación de aceite

Durante el periodo que estuvo el tapón en el surfactante dentro de la celda de alta presión y alta temperatura se logró recuperar el 25.372 % de aceite, considerado un factor de recuperación de aceite conveniente si se toma en cuenta que



generalmente los factores de recuperación de aceite en yacimientos fracturados y de aceite pesado son bajos.(Figura 6.2).

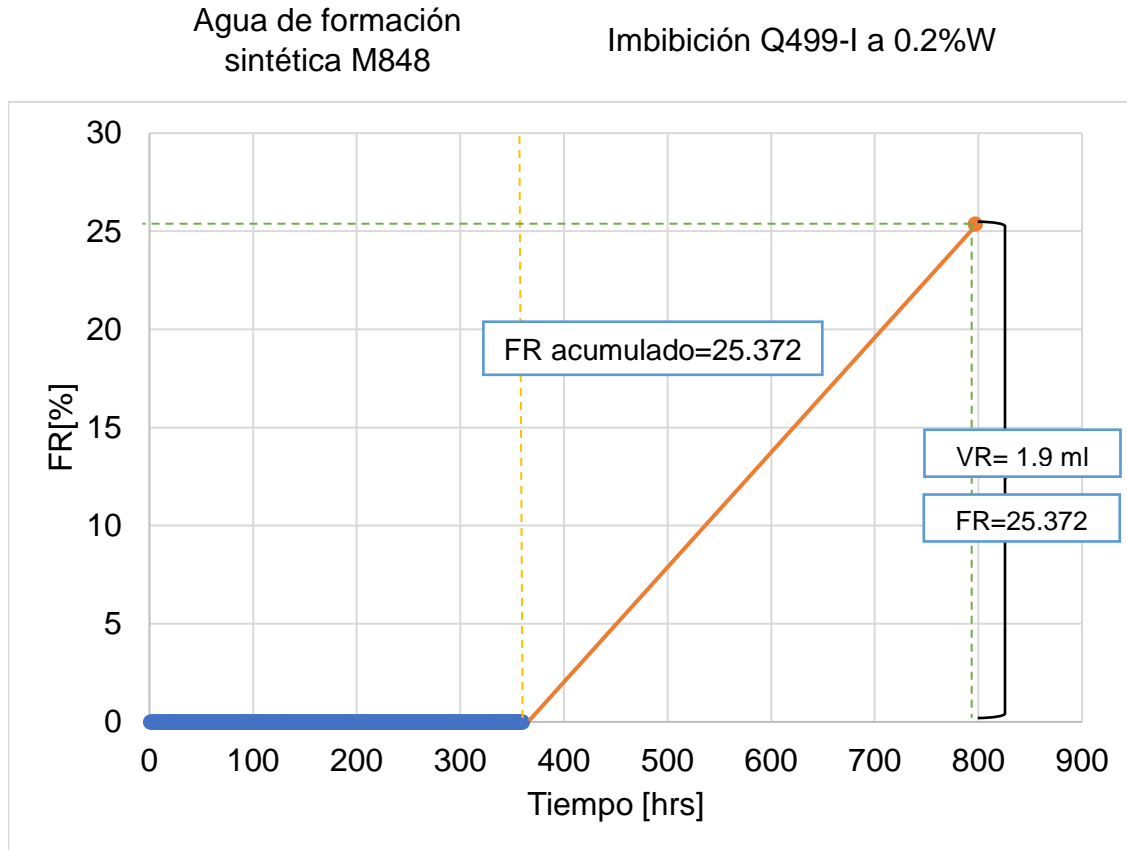


Figura 6.2:Gráfica de FR vs tiempo del proceso de imbibición capilar espontánea con agua de formación sintética M848 y surfactante Q499-I

En la Figura 6.2 se tiene un gráfico que muestra el factor de recuperación acumulado durante las 792 hrs que se llevó a cabo la imbibición capilar espontánea tanto con agua de formación como con surfactante.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES

Se seleccionó un método de EOR para el yacimiento de aceite pesado de estudio a partir del análisis de la información técnica y los resultados experimentales, obteniendo un factor de recuperación del 25.372 %.

La selección del método de EOR implica realizar la caracterización de la muestra de aceite pesado y una recolección de la información técnica que permitan conocer las propiedades del aceite y consecuentemente descartar métodos de EOR que pudieran ser aplicados.

La imbibición capilar espontánea se realizó en dos etapas, en la primera se utilizó agua de formación sintética para reconstruir la historia de saturación del yacimiento. Por otro lado, en la segunda inicia la aplicación del método de EOR seleccionado reemplazando el agua de formación sintética por un tensoactivo reductor de tensión interfacial, lo descrito anteriormente permitió evaluar la recuperación de aceite en ambas etapas.

La mojabilidad preferencial al agua del tapón de roca como resultado del efecto de la alta temperatura, es una ventaja para llevar a cabo la imbibición capilar espontánea, lo que también permitió utilizar un surfactante solo para reducir la tensión interfacial.

El factor de recuperación que se obtuvo con el uso del surfactante Q499-I reductor de tensión interfacial fue de 25.372%, comparando este resultado con los bajos factores de recuperación que se tienen en los yacimientos de aceite pesado, se considera un factor de recuperación bueno, demostrando la calidad y eficiencia del tensoactivo utilizado.

Finalmente, seleccionar un método de recuperación mejorada para un yacimiento en particular resulta complicado por la cantidad de variables que deben



considerarse, por lo cual es importante conocer las propiedades del sistema roca-fluido y las características generales del yacimiento que permitan evaluar los métodos candidatos y determinar el más apropiado mejor al yacimiento de estudio.

RECOMENDACIONES

A fin de tener una mejor perspectiva de los resultados, se recomienda plantear un enfoque más profundo en la caracterización de la muestra de aceite y roca que permita obtener características de las fracturas y matriz para entender la interacción entre estas, y definir si las fracturas tienen un efecto negativo o positivo en la producción de aceite, además de obtener información adicional del campo, como lo son datos geológicos que ayuden a entender mejor el yacimiento.

Por otro lado, al ser un yacimiento fracturado de aceite pesado y las complejas condiciones a las que se encuentra se plantea hacer aún más pruebas experimentales que identifiquen factores que pueden afectar la aplicación real del surfactante.

Se recomienda hacer una evaluación económica que permita tener una idea más clara de la viabilidad de la aplicación de este método.



NOMENCLATURA

Parámetro	Significado
μ	<i>viscosidad</i>
γ	<i>velocidad de corte.</i>
τ	<i>esfuerzo de corte</i>
GE	<i>gravedad específica</i>
k_w	<i>permeabilidad relativa del agua</i>
μ_w	<i>viscosidad del agua</i>
k_o	<i>permeabilidad relativa del aceite</i>
μ_o	<i>viscosidad del aceite</i>
$M_{w,o}$	<i>relación de movilidad</i>
ϕ	<i>Porosidad</i>
v_{iny}	<i>Volumen inyectado</i>
v_m	<i>Volumen muerto</i>
v_r	<i>Volumen de la roca</i>
q	<i>gasto de inyección</i>
k	<i>permeabilidad</i>
A	<i>área transversal del tapón de roca</i>
ΔP	<i>diferencial de presión</i>
L	<i>longitud del tapón</i>
V_{omp}	<i>volumen de aceite en el medio poroso</i>
V_{por}	<i>Volumen poroso</i>
S_o	<i>Saturación de aceite</i>
S_{wirr}	<i>Saturación de agua irreducible</i>
FR	<i>Factor de recuperación</i>
IIC	<i>Índice de Inestabilidad Coloidal</i>



ANEXO A1: Análisis Stiff & Davis del agua de formación sintética M848

INFORME TÉCNICO DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS STIFF DAVIS

	Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Química Unidad de Servicios para la Industria Petrolera		
			Hoja 1 de 2
Proyecto: 185183	Solicitud: S336-8	Fecha de entrega: 7/3/2019	
Datos de la muestra			
Descripción:	Agua sintética Ayatsil	ID:	M848
Observaciones: Muestra analizada sin acondicionamiento			
Sitio de análisis:	Laboratorios de la USIP		
Metodologías de análisis fisicoquímico			
Parámetro	Normatividad		
Dureza Total	NMX-AA-072-SCFI-2001		
Dureza de Calcio	Standar Methods APHA 3500-Ca/B		
Cloruros Totales	ASTM D 512 (2004)		
Alcalinidad Total	ASTM D 3875 (1997)		
Sulfatos	ASTM D 516 (2002)		
Salinidad	Standar Methods APHA 2520/B		
pH	NMX-AA-008-SFCI-2011		
Temperatura	NMX-AA-007-SCFI-2000		
Densidad Relativa	ASTM D1429-95 (1999)		
Solidos Suspendidos Totales (SST)	NMX-AA-004-SCFI-2000		
Sales Disueltos Totales (SDT)	NMX-AA-034-SCFI-2000		
Solidos Totales (ST)	NMX-AA-004-SCFI-2000		
Resultados del análisis			
Parámetro	Resultado		
Dureza Total (como mg CaCO3/L)	36,656		
Dureza de Calcio (como mg CaCO3/L)	32,028		
Cloruros Totales (como mg Cl/L)	94,628		
Alcalinidad Total (como mg CaCO3/L)	270		
Sulfatos (como mg SO4/L)	888.93		
Conductividad (mS/cm)	170.67		
Salinidad	139.30		
pH	7.34		
Temperatura (°C)	20.60		
Densidad Relativa (SG)	1.1078		
Solidos Suspendidos Totales (SST) (mg/L)	304		
Solidos Disueltos Totales (TDS) (mg/L)	119,578		
Solidos Totales (ST) (mg/L)	119,882		
Analista	Firma		
Rogelio Quiñones Martínez			
Recibe	Firma		
Rodrigo Galicia Pérez			
Vo.Bo.	Firma		
Simón López Ramírez			



INFORME TÉCNICO DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS STIFF DAVIS

	Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Química Unidad de Servicios para la Industria Petrolera		
	Hoja 2 de 2		
Proyecto: 185183	Solicitud: S336-8	Fecha de entrega: 7/3/2019	
Datos de la muestra			
Descripción:	Agua sintética Ayatsil		M848
ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE STIFF & DAVIS (S&DSI)			
Cationes	Concentración (mg/L)	Aniones	Concentración (mg/L)
Ca ²⁺	12,825	Cl ⁻	94,628
Mg ²⁺	1,125	CO ₃ ²⁻	0
Na ⁺	-	HCO ₃ ⁻	330
K ⁺	-	SO ₄ ²⁻	888.93
Fuerza iónica 1.89		K 6.21	
ρ (g/mL) 1.1056		S&DSI -1.64	
OBSERVACIONES			
Si el índice de estabilidad es negativo, existe posibilidad de corrosión. Si el índice de estabilidad es positivo, existe posibilidad de incrustación por precipitación.			
Analista		Firma	
Rogelio Quiñones Martínez			
Recibe		Firma	
Rodrigo Galicia Pérez			
Vo.Bo.		Firma	
Simón López Ramírez			



BIBLIOGRAFÍA

1. Asomaning, S., & Watkinson, A. (2000). Petroleum Stability and Heteroatom Species Effects in Fouling of Heat Exchangers by Asphaltenes. Taylo & Francis Group, 10-16.
2. Abdallah , W., Buckley, J. S., & Carnegie, A. (2007). Los fundamentos de la mojabilidad. Oilfield Review , 1-20.
3. Aguilera , R. (1995). Aspectos Geológicos . En R. Aguilera, Naturally Fractured Reservoirs (págs. 1-91). Tulsa, Oklahoma: pennWell Books .
4. Aguilera, R. (2006). Effect of Fracture Compressibility on Oil Recovery From Stress-Sensitive Naturally Fractured Reservoirs. Journal of Canadian Petroleum Technology, 49-59.
5. Akbarzadeh , K., Hammami, A., Kharrat, A., & Zhang, D. (2007). Los asfaltenos: Problematicos pero ricos en potencial . Oilfield Review , 24.
6. Alboudwarej, H., Felix , J., & Taylor , S. (2006). Importancia del petróleo pesado . Oilfield Review , 22.
7. Alfonso , H. L., & Delgado Drubey , Y. (2008). Rheological properties of emulsions of petroleum weighed in water . Revista chilena de ingeniería vol. 19 , 6.
8. Babadagli, T. (2001). Selection of Proper EOR Method for Efficient Matrix Recovery in Naturally Fractured. SPE 69564, 1-16.
9. Babadagli, T. (2002). Evaluation of EOR methods for heavy-oil recovery in naturally fractured reservoirs . Journal Petroleum Science & Engineering , 1-13.
10. Badillo López , I., & Pablo Cruz, E. (19 de julio de 2019). ptolomeo.
11. Bratton , T., V. Duc, N., & Li, B. (2006). The Nature of Naturally Fractured Reservoir. Oilfield Review , 4-23.



12. Butler , R. M., Mokrys , I. J., & Das, S. K. (1995). The solvent requirements for vapex recovery . SPE 30293 , 10.
13. Cabrera Mármol , J. N., Cabrera Ochoa, F. E., & Delgado Chancay, J. P. (15 de marzo de 2019). Análisis y respuestas de mejora de proyectos de inyección de agua ejecutados en reservorios de diversas características. Obtenido de dspace: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/.../Tesisina%20Inyección%20de%20Agua.pd...>
14. Curtis , C., & Kopper, R. (2002/2003). Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review , 1-24.
15. Curtis , C., Kopper , R., Decoster , E., & Guzmán García, Á. (2002-2003). Yacimientos de petróleo pesado . Oilfield Review , 24.
16. Doralah , A. (2007). In-Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsan, ONGC A Success Story. SPE 105248, 1-6.
17. Fabinoski. (13 de julio de 2019). nfrexperts. Obtenido de <https://nfrexperts.blogspot.com/>
18. Faisal , M., Mahdi, H., & Abdulstar, B. (2016-2017). Improving Oil Recovery In Fractured Reservoirs. Iraq: KAYA UNIVERSITY.
19. Faisal , M., Mahdi, H., & Abdulstar, B. (2016-2017). Improving Oil Recovery In Fractured Reservoirs. Iraq: KAYA UNIVERSITY.
20. G. Anderson , W. (1986). Wettability Literature Survey- Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handlin on Wettability. Journal of Petroleum Technology , 1125-1143.
21. G. Ghedan, S. (1991). Effect of polymers on the imbibition process: A laboratory Study . SPE , 1-7.
22. Georgie, W., & Smith, C. (2012). The challenges in processing heavy oil . SPE 157894, 11.



23. Glossary, O. (2019). Definicion de Surfactante. Oilfield Glossary.
24. Glossary, O. (12 de Julio de 2019). Gravedad API. Obtenido de glossary oilfield: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api_gravity.aspx
25. Gómez , L. (26 de febrero de 2019). petroleoamerica. Obtenido de <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-polimeros-como-mecanismo.html>
26. Gómez , L. (25 de enero de 2019). petroleoamerica. Obtenido de <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/recuperacion-mejorada-del-petroleo-por.html>
27. Gómez , L. (16 de febrero de 2019). petroleoamerica. Obtenido de <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-co2.html>
28. Henaut , I., Argillier, J.-F., & Pierre , C. (2003). Thermal Flow Properties of Heavy Oil . Offshore Technology Conference, 1-6.
29. Hernández J.A, M. (2007). Heavy-oil Recovery Mechanisms During Steam Injection in Naturally Fractured . SPE 107372, 1-11.
30. J. Stosur , G. (2003). EOR: Past, Present and What the Next 25 Years May Bring . SPE 84864, 5.
31. M. Schule, W., & S. de Vries, A. (1985). In-Situ Combustion in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal , 1-11.
32. M., L. (19 de JULIO de 2019). SCRIBD. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/195597896/Mecanismos-de-Produccion-en-los-YNF>
33. Regalado Méndez , A., & Noriega Ramos , O. A. (2008). Comportamiento Reológico de un fluido . Ciencias y Mar XII, 8.



34. Santos , R., Loh, W., & Bannwart, A. (2014). An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods . Brazilian Journal of Chemical Engineering, 1-20.
35. schlumberger. (29 de Marzo de 2019). Oilfield glossary . Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/contact_angle.aspx
36. Schlumberger. (22 de julio de 2019). Oilfield Glossary . Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/capillary_number.aspx
37. Schlumberger. (28 de julio de 2019). Oilfield Glossary . Obtenido de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/steamflood.aspx>
38. Schlumberger. (22 de julio de 2019). Oilfield Gossary. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bond_number.aspx
39. Speight , J. G. (1999). The chemistry and technology of petroleum; fifth edition. New York: CRC Press.
40. Surkale, H. (1990). Enhanced Alkaline Flooding . SPE , 1-2.
41. Swaan, A. (1978). Theory of Waterflooding in Fractured Reservoirs . SPE 5892, 117-123.
42. Treiber, L., & Archer , D. L. (1972). A Laboratory Evaluation of the Ewttability of Fifty Oil-Producing Reservoirs . Society of Petroleum Engineers Journal , 531-540.
43. Yarranton , H. (2000). Asphalteno Deposition . Petroleum Society 2000-99, 4.
44. Zepeda Molina, J. C., Cruz Domínguez, G., Porres Luna, A. A., & Martínez Romero, N. (18 de Marzo de 2019). gob. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR_EOR_published.pdf