

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DEL USO POTENCIAL DE SURFACTANTES
COMO ALTERADORES DE MOJABILIDAD PARA CRUDOS
PESADOS Y EXTRAPESADOS DE LA FAJA PETROLIFERA
DEL ORINOCO.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por los Brs.

Palma C., Daniela V.

Saavedra M., Kenny A.

Para optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

Caracas, Marzo 2017.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DEL USO POTENCIAL DE SURFACTANTES
COMO ALTERADORES DE MOJABILIDAD PARA CRUDOS
PESADOS Y EXTRAPESADOS DE LA FAJA PETROLIFERA
DEL ORINOCO.**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Alida Padrón

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Carla Birbal

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por los Brs.

Palma C., Daniela V.

Saavedra M., Kenny A.

Para optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

Caracas, Marzo 2017.

DEDICATORIA

A mi madre y padre, Amarilis Contreras, todo lo que soy es gracias a ti.

Este logro es completamente tuyo! ¡TE AMO MAMA!

Daniela Verónica Palma Contreras

A mis padres Yusmery Marín y Daniel Saavedra, quienes han sido la base y los pilares en mi vida, quienes han luchado cada día en pro a sus hijos, y quienes me sostuvieron en los momentos que más lo necesité. Los amo infinitamente mis viejos, esto es por ustedes y para ustedes.

A mis abuelos Carmen Hernandez y Pedro Marín, ustedes fueron mi felicidad, fueron los que siempre estaban presentes para mí y jamás faltaron en cada etapa de mi vida mientras estuvieron conmigo. Gracias por ser mis primeros maestros. Gracias abuela quien sin saber escribir me ponía con caligrafías palmer y a mi abuelo quien desde 1^{er} grado me enseñó a sumar, restar multiplicar, dividir y todo lo que tenía que ver con matemáticas gracias por tanto. Los amo y los extraño

Kenny Alexander Saavedra Marín

AGRADECIMIENTOS

A **Dios** sobre todas las cosas, porque sin duda alguna esto es su voluntad. Una vez más, mil gracias Diosito, porque solo tú sabes cuánto te pedí por esto y cuanto te agradezco semejante magnitud.

Este logro es completamente tuyo mama, gracias por trabajar tan duro para que yo pudiera llegar tan lejos, gracias por tanto, gracias por confiar en mí, gracias por creer en mí, gracias por tanto apoyo incondicional y gracias por no dejarme caer cuando creía que no podía más. Lo logré, lo logramos madre, **Amarilis V. Contreras**.

A **Jefferson J. Rivas**, por tanto apoyo sin nada a cambio, por tantas palabras de aliento cuando más lo necesitaba, por tanto cariño en momento de crisis y angustia, por tu infinito amor. Gracias por tanto y gracias por estar siempre presente, en las malas y en las buenas. Sé que estas orgulloso de esto; Lo logré! Te amo muchísimo!

La palabra “gracias” se queda muy pequeña para lo que hiciste con nosotros, te lo dije y te lo vuelvo a decir, no tuve, no tengo, ni tendré como pagarte por tan grande ayuda. Gracias compañera, gracias amiga, gracias **Hanadi Kawssan**, porque una vez más te luciste. Dios no se equivocó en colocarte en mi camino; Gracias Dios, porque es un ejemplo a seguir y una persona que admirar.

Daniela V. Palma C.

A **Dios**, por llenarme de fortaleza, paciencia y entendimiento para lograr esta meta. Gracias por todas las bendiciones que me das día a día, y por hacerte presente siempre en mi vida y en este camino que recorrí en mi formación como Ingeniero de Petróleo.

A mi madre **Yusmery Marín**, una mujer luchadora, emprendedora, siempre dispuesta a dar todo por sus hijos y su familia, gracias por apoyarme en cada momento de mi vida por enseñarme a que todo se puede en la vida siendo constante y perseverante. Gracias por tanto amor te amo.

A mi padre **Daniel Saavedra**, quien con cada consejo certero y preciso me oriento, en mi paso por la Universidad Central de Venezuela, y en cada etapa de mi vida, gracias por ser un padre preocupado por sus hijos y por mi madre. Gracias por tanto cariño que nos das. Te amo papa.

A mis abuelos **Carmen Hernandez y Pedro Marín**, no tengo palabra para definir el amor que les tengo y el agradecimiento eterno que les tengo fueron mi pilar en la formación de mi persona tanto personal, como profesional los amo. Este triunfo es de ustedes.

A mis tíos **José Luis Marín y Jeannette Guerrero**, quienes fueron un apoyo importante en mi vida y en mi etapa de formación como profesional, gracias por estar siempre presentes. Mi tío mi ejemplo a seguir el primer profesional de la familia, te amo.

A **Hanadi Kawssan**, eternamente estaré agradecido, gracias por el apoyo que nos brindaste en nuestro Trabajo Especial de Grado, gracias por siempre ser nuestra amiga.

A mi colega **Daniela Palma**, desde que te conocí formamos una amistad muy bonita donde ambos nos apoyamos en las buenas y en las malas, y ahora realizando juntos nuestra tesis donde fue fundamental el apoyo mutuo para lograr esta meta.

A mis amigos **Wilkerman Alarcón y Viviana Gutierrez**, quienes estuvieron conmigo en las buenas y en las malas, gracias por su apoyo incondicional, por sacarme una sonrisa cuando salía de un examen o de mis pasantías con los ánimos por el piso, sus palabras y sus acciones fueron de gran ayuda en esta etapa.

A la ilustre **Universidad Central de Venezuela**, gracias por formarme como profesional y como humano a ver la vida de otra manera y enseñarme a ser perseverante y que todo esfuerzo tiene su recompensa.

Kenny A. Saavedra M.

Palma C., Daniela V.

Saavedra M., Kenny A.

**EVALUACIÓN DEL USO POTENCIAL DE SURFACTANTES COMO
ALTERADORES DE MOJABILIDAD PARA CRUDOS PESADOS Y
EXTRAPESADOS DE LA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO.**

**Tutor Académico: Prof. Alida Padrón. Tutor Industrial: MSc. Carla Birbal.
Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. Año 2017, 116 pgs.**

Palabras Claves: ángulo de contacto, surfactantes, crudos pesados, crudos
extrapesados, pruebas de desplazamiento, permeabilidad relativa, mojabilidad, Faja
Petróliera del Orinoco.

Resumen. La Faja Petrolífera del Orinoco es considerada como el mayor depósito de crudo pesado y extrapesado, constituye para Venezuela y el mundo la principal fuente de producción de los mismos. La producción de crudos pesados y extrapesados en la Faja Petrolífera del Orinoco mediante la recuperación primaria genera valores de recobro bajos. Además, la inyección de agua convencional como recuperación secundaria resulta ineficiente, debido a la alta movilidad del agua, originando un desplazamiento inestable que genera bajas eficiencias de barrido volumétrico y una alta saturación residual del crudo por ser el caso de crudos pesados y extrapesados.

Los surfactantes tienen como principal objetivo recuperar el crudo residual, que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua, reduciendo la tensión interfacial, aumentando el número capilar, así como la movilidad del banco de crudo hacia los pozos productores. Para extraer el crudo de un

yacimiento, es necesario realizar diferentes evaluaciones previas que permitan seleccionar la tecnología a aplicar, entre éstas se encuentran propiedades como la porosidad y la permeabilidad, las cuales son propiedades de la roca. De igual forma se evalúan la permeabilidad relativa y la mojabilidad de la roca, las cuales son propiedades de interacción roca/fluido. El desempeño de un yacimiento se ve afectado por el hecho de que la roca sea mojada preferencialmente por agua o por crudo, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del crudo. Suponer una mojabilidad errónea de un yacimiento puede producir daños irreversibles. Por lo tanto es necesaria la correcta evaluación de esta propiedad para la optimización de la recuperación del crudo. En esta investigación se evalúa el uso potencial de dos surfactantes como alteradores de mojabilidad y su efecto sobre la recuperación mejorada del crudo, a través de pruebas de ángulo de contacto utilizando el equipo OCA 20, en un ambiente fisicoquímico con agua de formación del campo en estudio, temperatura de yacimiento y superficies de sílice y berea arrojando un comportamiento positivo para ambas formulaciones de surfactantes, logrando el cambio de mojabilidad esperada. Se realizaron pruebas de desplazamiento a núcleos reales de yacimiento, utilizando un simulador físico de yacimiento, simulando presiones y temperatura del mismo, considerando las tasas de inyección como un parámetro de operación crucial para obtener valores representativos para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa, a través del método de Corey & Asociados, y conocer la mojabilidad natural del yacimiento para estudiar la aplicabilidad del surfactante como alterador de mojabilidad y su efecto en la recuperación mejorada. Se obtuvo un comportamiento natural de mojado al agua para las muestras estudiadas, por lo que el surfactante en estudio no es aplicable para el desarrollo del objetivo de esta investigación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

INDICE DE TABLAS.....	xi
INDICE DE FIGURAS.....	xii
INTRODUCCIÓN	14
CAPITULO I. EL PROBLEMA.....	17
1.1. Planteamiento del problema.....	17
1.2. Objetivos de la investigación	18
1.2.1. Objetivo General	18
1.2.2. Objetivo Específicos	18
1.3. Alcance de la investigación.....	19
1.4. Justificación	19
1.5. Limitaciones.....	21
CAPITULO II. MARCO TEÓRICO	22
2.1. Antecedentes de la investigación	22
2.2. Bases teóricas.....	30
2.2.1. Yacimiento	30
2.2.1.1. Hidrocarburos	31
2.2.2. Explotación de Petróleo	31
2.2.2.1. Recuperación primaria	32
2.2.2.2. Recuperación secundaria.....	32
2.2.2.3. Recuperación terciaria.....	32
2.2.2.4. Métodos químicos de recuperación mejorada.....	33
2.2.2.4.1. Inyección de polímeros	33
2.2.2.4.2. Inyección de surfactante.....	33
2.2.2.4.3. Inyección de álcalis	34
2.2.2.4.4. Inyección de mezclas SP, AS o SAP	34

2.2.2.5. Surfactantes	34
2.2.2.5.1. Clasificación de los surfactantes	35
2.2.2.5.2. Propiedades de las soluciones de surfactantes	36
2.2.3. Propiedades de la roca.....	37
2.2.3.1. Porosidad.....	38
2.2.3.1.1. Tipos de porosidad	38
2.2.3.1.2. Factores que afectan la porosidad	41
2.2.3.2. Saturación	42
2.2.3.3. Permeabilidad	43
2.2.3.3.1. Ley de Darcy: Permeabilidad para un sistema monofásico	44
2.2.3.3.2. Unidades de Permeabilidad.....	44
2.2.3.3.3. Tipos de permeabilidad	44
2.2.4. Interacción roca-fluido.....	46
2.2.4.1. Permeabilidad relativa.....	46
2.2.4.1.1. Factores que afectan las curvas de permeabilidad relativa	49
2.2.4.1.2. Determinación de curvas de permeabilidad relativa	55
2.2.4.1.3. Correlaciones para la realización de las curvas de permeabilidad relativa.....	58
2.2.4.2. Mojabilidad	63
2.2.4.2.1. Tipos de Mojabilidad	63
2.2.4.2.2. Métodos para la determinación de la mojabilidad	65
2.3. Faja Petrolífera del Orinoco.....	69
2.4. Descripción del yacimiento en estudio	73

CAPITULO III. MARCO METODOLOGICO.....74

3.1. Tipo de investigación.....	74
3.2. Diseño de la investigación	75
3.3. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	75
3.4. Técnicas de procesamiento y análisis de datos	76

3.5. Descripción y uso de equipos	76
3.5.1. Equipo OCA 20.....	76
3.5.2. CMS (Measurement System/Sistema de Medición de núcleos)	78
3.5.3. Simulador físico de yacimiento	78
3.6. Fases de la investigación.....	80
3.6.1. Estado del arte.....	82
3.6.2. Prueba de ángulos de contactos	82
3.6.2.1. Limpieza de las placas	83
3.6.2.2. Preparación de agua de formación.....	83
3.6.2.3. Evaluación de la mojabilidad.....	84
3.6.2.4. Aplicación del surfactante catiónico	84
3.6.2.5. Aplicación de formulación de surfactante A y B.....	84
3.6.2.6. Proceso de envejecimiento de placas de sílice, berea y caolinita.....	85
3.6.3. Prueba de desplazamiento.....	87
3.6.3.1. Preparación de los núcleos.....	87
3.6.3.2. Determinación de las propiedades de la roca.....	88
3.6.3.3. Saturación de los núcleo	89
3.6.3.4. Drenaje de los fluidos	89
3.6.3.5. Imbibición de los fluidos	91
3.6.3.6. Curvas de permeabilidad relativa.....	91
3.6.4. Análisis de resultados	92

CAPITULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....93

4.1. Evaluación del surfactante catiónico como alterador de mojabilidad en láminas de sílice, láminas de berea y caolinita	93
4.2. Evaluación del efecto de dos formulaciones de surfactantes sobre la mojabilidad en superficies de sílice y berea mojadas al crudo a través de mediciones experimentales de ángulo de contacto	98
4.3. Estudio de la influencia del crudo como alterador de la mojabilidad en	

sistemas Crudo/agua de formación/ láminas de sílice y berea.....	102
4.4. Curvas de permeabilidad relativa.....	104
4.5. Evaluación del efecto de una formulación de surfactante en la mojabilidad de núcleo real del yacimiento a través de las curvas de permeabilidad relativa .	108
CONCLUSIONES.....	109
RECOMENDACIONES.....	110
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Clasificación de crudos según su gravedad °API	31
Tabla 2.2. Ángulos de los diferentes tipos de mojabilidad, según descrito por Anderson, 1986	66
Tabla 2.3. Relación entre el valor de índice de Amott-Harvey y la mojabilidad de una muestra de roca.....	67
Tabla 2.4. Reglas de Craig para la interpretación de la mojabilidad en medios Porosos	68
Tabla 2.5. Características de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	70
Tabla 2.6. Características de los bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	71
Tabla 2.7. Propiedades del Crudo Petrocarabobo Morichal inferior	73
Tabla 2.8. Propiedades del yacimiento Morichal inferior.....	73
Tabla 3.1. Cantidad de los componentes para preparar 2 litros de agua de formación del campo Petrocarabobo	84
Tabla 3.2. Propiedades de las muestras en estudio	89
Tabla 4.1. Promedio del ángulo de contacto en láminas de sílice con o sin surfactante catiónico	95
Tabla 4.2. Promedio del ángulo de contacto en láminas de berea con o sin surfactante Catiónico	97
Tabla 4.3. Promedio del ángulo de contacto en láminas de sílice con 2 formulaciones de surfactante	99
Tabla 4.4. Promedio del ángulo de contacto en láminas de berea con 2 formulaciones de surfactante	101
Tabla 4.5. Promedio del ángulo de contacto en diferentes tiempos de envejecimiento en láminas de sílice y berea.....	102

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación de la molécula de surfactante en la interfase.....	37
Figura 2.2. Modelo capilar en un sistema mojado por agua.	46
Figura 2.3. Comportamiento típico de las curvas de K_r para el flujo de dos fases.....	47
Figura 2.4. Efectos de la histéresis en las permeabilidades relativas.....	49
Figura 2.5. Curvas típicas de permeabilidad relativa para una roca mojada al agua.	50
Figura 2.6. Curvas típicas de permeabilidad relativa para una roca mojada por Petróleo	51
Figura 2.7. Histéresis de las curvas de permeabilidad relativa	52
Figura 2.8. Curvas de permeabilidad para arenas consolidadas y no consolidadas...	53
Figura 2.9. Efectos de la temperatura sobre las permeabilidades relativas al agua y al petróleo	55
Figura 2.10. Angulo de contacto para el sistema crudo/agua/solido.....	63
Figura 2.11. Gota en equilibrio sobre una superficie horizontal.....	65
Figura 2.12. Distribución de los bloques en la Faja.....	69
Figura 3.1. Equipo OCA 20	77
Figura 3.2. Simulador físico de yacimiento	79
Figura 3.3. Esquemas de la fase de la investigación.....	81
Figura 3.4. Porta Muestra.....	82
Figura 3.5. Placas de berea en un sistema crudo/agua de formación.....	86
Figura 3.6. Placas de sílice en un sistema crudo/agua de formación	86
Figura 3.7. Núcleos del yacimiento Morichal Inferior.....	88
Figura 4.1. Lámina de sílice en blanco reportada por el equipo OCA 20.....	94
Figura 4.2. Láminas de sílice con surfactante catiónico reportada por el equipo OCA 20.....	94
Figura 4.3. Lámina de berea en blanco reportada por el equipo OCA 20.....	96
Figura 4.4. Láminas de berea con surfactante catiónico reportada por el equipo OCA 20	96
Figura 4.5. Lámina de sílice con surfactante A.....	98

Figura 4.6. Lámina de sílice con surfactante B.....	99
Figura 4.7. Lámina de berea con surfactante A	100
Figura 4.8. Lámina de berea con surfactante B.....	101
Figura 4.9. Curvas de permeabilidad relativa, muestra 1.....	104
Figura 4.10. Curvas de permeabilidad relativa, muestra 2	105
Figura 4.11. Curvas de permeabilidad relativa, muestra 3.....	106
Figura 4.12. Curvas de permeabilidad relativa, muestra 4.....	107

INTRODUCCIÓN

Venezuela pasa a ocupar el primer lugar entre los países con mayores reservas petroleras con un total de 316 millones de barriles, en su mayoría de petróleo pesado y extrapesado. La existencia de estos yacimientos hoy atrae la atención de los petroleros del mundo, tal es el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco. En Venezuela ésta es considerada como la fuente de reservas de crudo más grande del mundo, comprende una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km², ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Este gran reservorio petrolero fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo éstas de Oeste a Este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 km² cada uno (http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=96).

El aumento en la demanda de crudos en la producción nacional e internacional se ha incrementado con los años, conllevando a explotar las reservas de crudos pesado y extrapesado, el cual no genera resultados favorables aplicando las tecnologías convencionales, tales como métodos de recuperación primaria y secundaria, utilizadas para los crudos de bajas viscosidades. Para solventar la problemática se han desarrollado investigaciones con el fin de obtener metodologías adecuadas para la extracción de las reservas de crudo pesado.

La característica más representativa de estos sistemas es que están asociados a arenas no consolidadas con presencia de crudos pesados regidos por altos valores de viscosidad, los cuales representan el mayor punto de interés cuando se trata de entender el comportamiento de estos yacimientos.

Para extraer el crudo de un yacimiento, es necesario realizar diferentes evaluaciones previas que permitan seleccionar la tecnología a aplicar, entre éstas se encuentran propiedades como la porosidad y la permeabilidad, las cuales son

propiedades de la roca. De igual forma se evalúan la permeabilidad relativa y la mojabilidad de la roca, las cuales son propiedades de interacción roca/fluido.

El desempeño de un yacimiento se ve afectado por el hecho de que la roca sea mojada preferencialmente por agua o por crudo, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del crudo. Suponer una mojabilidad errónea de un yacimiento puede producir daños irreversibles. Por lo tanto es necesaria la correcta evaluación de esta propiedad para la optimización de la recuperación del crudo.

Se han desarrollado diferentes técnicas para la recuperación del crudo como los métodos de recuperación mejorada, térmicos y no térmicos. En el caso de la recuperación no térmica, se encuentran la inyección de aditivos químicos como polímeros, soluciones alcalinas y surfactantes.

A lo largo de esta investigación se implementarán métodos químicos de recuperación mejorada empleando surfactantes para evaluar el cambio de mojabilidad.

La inyección de surfactante reduce la tensión interfacial entre el agua de formación y el crudo, aumentando así el número capilar y la movilidad del banco de crudo hacia los pozos productores obteniendo un incremento en la recuperación del mismo, el principal objetivo de este proceso es recuperar el crudo residual, 20 a 40% del volumen poroso, que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua. (Silva, 2011).

El presente Trabajo de Grado está orientado a evaluar el uso potencial de dos formulaciones de surfactantes como alteradores de mojabilidad, con la finalidad de evaluar la interacción de los surfactantes sobre sustratos mojados al crudo, para determinar su factibilidad como alternativa para la recuperación del crudo asociado al

campo Petrocarabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, a través de pruebas de laboratorio.

Se estructuró la investigación en cuatro (4) capítulos los cuales se mencionan a continuación:

Capítulo I: comprende la problemática planteada, el objetivo general y objetivos específicos de la investigación, alcance, justificación indicando la importancia del trabajo de investigación y por último se presentan las limitaciones.

Capítulo II: muestra los antecedentes o trabajos previos que fueron aporte para la investigación, seguido de las bases teóricas necesarias para el entendimiento de los procesos ejecutados y términos básicos relacionados con el trabajo realizado.

Capítulo III: como marco metodológico describe tipo, diseño, técnicas de procesamiento y análisis de datos, descripción de los equipos usados y la metodología ejecutada en cada una de las fases.

Capítulo IV: comprende el análisis de los resultados obtenidos en la investigación con respecto a cada uno de los objetivos planteados.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del problema

En cada año la demanda de energía requerida a nivel mundial ha venido incrementando notoriamente siendo el crudo la principal fuente de energía. Las reservas representan un potencial energético valioso, razones por la cual, la explotación del crudo se mantiene como la principal actividad económica en Venezuela debido a que es fundamental para los proyectos de exportación y consumo interno del país.

Debido a la dificultad y costos de producción asociados a la explotación del crudo pesado y extrapesado la industria petrolera se ha enfocado en desarrollar nuevas tecnologías que permitan explotar estos yacimientos, con el objetivo de aumentar el factor de recobro. Para lograr producir este tipo de crudo se necesitan métodos y tecnologías alternas como la recuperación mejorada de crudo que optimicen el alto rendimiento productivo de extracción en nuestro país.

La producción de crudos pesados y extrapesados en la Faja Petrolífera del Orinoco mediante la recuperación primaria genera valores de recobro bajo, por lo que la inyección de surfactantes es un método viable para la recuperación de este tipo de crudo. Este método de recuperación mejorada del crudo se encuentra directamente relacionado con la mojabilidad del yacimiento, el mismo tendrá un buen comportamiento frente a estas técnicas de recuperación mejorada al conocer la mojabilidad original de los yacimientos en estudio.

Se estudiará el cambio de mojabilidad de las superficies en estudio y del núcleo real del yacimiento que será propiciado por la aplicación de dos formulaciones de surfactantes. Esta investigación se realizará en PDVSA – INTEVEP, a través de pruebas de ángulo de contacto para crudos pesados y extrapesados y a través de

curvas de permeabilidad relativa generadas a partir de pruebas dinámicas de desplazamiento de fluidos utilizando un simulador físico de yacimiento, simulando presiones y temperatura del mismo, considerando las tasas de inyección como un el parámetro de operación crucial para obtener valores representativos para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa. Este estudio se realizará con el fin de obtener resultados que permitan validar el correcto funcionamiento de dos surfactantes como alteradores de mojabilidad y así aplicar la inyección de los mismos en un esquema de explotación en la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2. Objetivos de la investigación

1.1.1. Objetivo General

Evaluar el uso potencial de surfactantes como alteradores de mojabilidad para crudos pesados y extrapesados de la FPO.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Evaluar el efecto de un surfactante catiónico en la inversión de la mojabilidad sobre superficies de láminas de sílice, berea y caolinita mojadas naturalmente al agua a través de medidas de ángulo de contacto.
- Evaluar el efecto de dos formulaciones de surfactantes sobre la mojabilidad y la recuperación mejorada al petróleo en superficies de sílice, berea y caolinita mojadas al crudo a través de medidas de ángulo de contacto.
- Evaluar la influencia del crudo en la alteración de la mojabilidad para láminas de sílice y berea, expuestas a diferentes tiempos de envejecimiento a través de medidas de ángulo de contacto.
- Evaluar la mojabilidad de núcleos reales de yacimiento a través de las curvas de permeabilidad relativa empleando un simulador físico de yacimiento.
- Evaluar el efecto de una formulación de surfactante en la mojabilidad de núcleos reales de yacimiento a través de las curvas de permeabilidad relativa empleando un simulador físico de yacimiento.

1.3. Alcance de la investigación

El presente trabajo permitirá evaluar el uso potencial de surfactantes como alteradores de mojabilidad para crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco.

La investigación se dividirá en dos etapas, la primera consiste en evaluar el uso potencial de dos surfactantes como alteradores de mojabilidad y su efecto sobre la recuperación mejorada del crudo, a través de pruebas de ángulo de contacto en un ambiente fisicoquímico con agua de formación del campo en estudio, temperatura de yacimiento y superficies de sílice, berea y caolinita. La segunda etapa consistirá en realizar pruebas de desplazamiento a núcleos reales de yacimiento con el fin de obtener las curvas de permeabilidades relativas y conocer la mojabilidad natural del yacimiento para estudiar la aplicabilidad del surfactante como método de recuperación mejorada. Mediante recopilación de información teórica, se seleccionó el método Corey & Asociados para obtener estas curvas de permeabilidad relativa, porque permite un estudio óptimo para crudos pesados y extrapesados. Se evaluará el efecto de una formulación de surfactante en la mojabilidad de núcleos reales del yacimiento a través de las curvas de permeabilidades relativas con la finalidad de verificar el comportamiento del surfactante tanto en muestras reales del yacimiento como en las superficies mineralógicas en estudio. En esta segunda etapa se contará con un simulador físico de yacimiento para llevar a cabo las pruebas de desplazamiento que modela la temperatura del yacimiento en estudio.

1.4. Justificación

En la actualidad ha aumentado el interés por las reservas petrolíferas de crudos pesados y extrapesados debido al agotamiento de las reservas de los crudos livianos y medianos en el mundo. Para incrementar la extracción del crudo pesado y extrapesado es importante contribuir a la activación adecuada de los pozos para apoyar el avance en la producción nacional, mejorando y superando la generación de crudos de este tipo y así garantizar mayores beneficios para la industria petrolera y

por ende a la nación. Los pozos asociados a crudo pesado y extrapesado requieren una caracterización previa mediante el estudio de los fenómenos de interacción roca/fluidos, la relación de movilidad del flujo de fluidos y el factor de recobro natural asociado al pozo petrolífero.

Para determinar estos fenómenos se emplean diversas metodologías entre las cuales se encuentran la construcción de curvas de permeabilidad relativa (K_r) y medición del ángulo de contacto sobre las superficies de interés. Estas metodologías se ven afectadas por otras propiedades que pueden variar en cada pozo, como la porosidad y la permeabilidad.

Se realizarán mediciones de ángulo de contacto a través del uso del equipo OCAC 20 mediante el método de la gota cautiva, y se construirán curvas de permeabilidad relativa mediante el uso de un simulador físico de yacimiento, con la finalidad de conocer la mojabilidad natural de sistemas de yacimientos de arenas no consolidadas pertenecientes al bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Posteriormente, se empleará la inyección de surfactantes para evaluar el efecto sobre la mojabilidad de la muestra a estudiar.

Con la investigación se contribuirá a la interpretación de los fenómenos de interacción roca/fluidos asociados al bloque Carabobo, además, se conocerá el efecto de los surfactantes sobre estos fenómenos, con el fin de lograr alcanzar el máximo desplazamiento de crudo al pozo productor asociado a este reservorio, y poder garantizar una correcta aplicación para la recuperación mejorada del crudo.

Con los resultados obtenidos en esta investigación se incrementará la información de la base de datos del laboratorio de investigación de la sección de Estudios de Yacimientos pertenecientes a PDVSA–Intevep, y servirán de apoyo para la correcta implementación de surfactantes en campos de la Faja Petrolifera del Orinoco.

1.5. Limitaciones

Las mediciones que se realizarán están sujetas al correcto uso y funcionamiento de los equipos y de los instrumentos del laboratorio por parte del personal, ya que un mal manejo o mal funcionamiento en ellos conllevará a errores en resultados.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes de la investigación

Jun-Zhi Wei and Ole B. Lile (1992). En su artículo titulado “*Influence of Wettability and Saturation Sequence on Relative Permeability Hysteresis in Unconsolidated Porous Media*” se midieron las permeabilidades relativas en condiciones de mojado al agua, mojado al crudo y condiciones intermedias en un medio poroso no consolidado. En esta publicación solo se reportaron los informes sobre ciclos de histéresis en permeabilidad relativa. Las muestras del medio poroso no consolidado fueron obtenidas de una playa danesa, la arena fue ordenada a través de tamices 65 y 100 de malla indicando que la arena correspondía a una arena de media a fina, produciendo de esta manera una baja porosidad de 0,38. Prepararon los tapones o núcleos de arena, luego realizaron un proceso de limpieza a los núcleos, y por último calcularon las curvas de permeabilidad relativa a través de pruebas de drenaje e imbibición. Estas pruebas se realizaron en una celda que simula las condiciones del yacimiento. Naturalmente las arenas presentaban una mojabilidad fuertemente al agua pero se cambió su estado natural de mojabilidad con dimetilclorosinalo en tolueno logrando con cierta concentración una mojabilidad fuertemente al crudo y con otra concentración para un nivel intermedio de mojabilidad. El caudal total fue de 8 ml / min en un desplazamiento de estado estacionario. Las viscosidades de salmuera y el crudo usado en el experimento fueron de 1,039 y 1,357 cp, respectivamente. Comprobaron si el flujo en estado estacionario era una forma de flujo de Darcy para obtener los datos necesarios para la derivación de permeabilidades relativas. Realizaron mediciones en núcleos con presencia de crudo y a unos núcleos previamente limpios donde observaron un cambio en la mojabilidad por lo que concluyeron que las mediciones de permeabilidad relativa más precisas se realizan en núcleos limpios, donde se mantiene la mojabilidad del yacimiento. Los resultados obtenidos fueron presentados gráficamente y llegaron a la

conclusión que cuanto más fuerte es la mojabilidad en un medio poroso, mayor es la histéresis en las curvas de permeabilidad relativa; además que la secuencia de saturación influyó en el comportamiento de la histéresis en las curvas de permeabilidad relativa. Su aparente capacidad de mojado depende del orden de saturación. La formación y el estilo de su ciclo de histéresis en permeabilidad relativa se ven seriamente afectadas por la saturación.

J.M. Fleureau (1992). En su artículo titulado “*Wettability of Reservoir Core Samples*” se evaluó la mojabilidad de las rocas yacimiento por el importante papel que cumple en la mayoría de los problemas de producción de yacimientos de crudo. El método descrito en este trabajo para la medición de la mojabilidad fue a través de medición de ángulos de contacto sobre sustratos porosos y rugosos, con pruebas de imbibición en los mismos sustratos. Este método fue probado en una roca arenisca y tres rocas de arena real de un campo petrolero. Los resultados del ensayo fueron comparados con los de las pruebas de imbibición habituales en tapones. Todos los experimentos se realizaron con la misma salmuera y aceite, el aceite usado fue el Soltrol 130 de Phillips Petroleum Co, su densidad y viscosidad a 22 °C fueron de 0,760 g / cm³ y 10⁻³ Pa respectivamente. Las muestras de rocas estaban compuestas principalmente de cuarzo y se presentaron en placas delgadas con forma de paralelepípedo (25 a 35 mm de largo, 2 a 4 mm de espesor, y de 20 a 26 mm de altura) y muestras cilíndricas o tapones (40 mm de diámetro y 55 mm de altura). Los pasos seguidos en el método experimental, consistieron en primer lugar, en la restauración de las muestras en estudio lavando con tolueno puro las mismas, luego siguió la saturación de muestras en aceite y en salmuera, próximo a esto empezó el proceso de imbibición, desplazando con agua las muestras saturadas con aceite y desplazando con aceite las muestras saturadas con agua obteniendo valores de R_w , conocido como la proporción del volumen de agua recuperada por imbibición de las muestras saturadas en agua y R_o , conocido como la proporción del volumen final de aceite recuperado por imbibición de muestras saturadas de aceite y por último fue medido el ángulo de contacto de las muestras en estudio. Los valores promedios

obtenidos con una repetitividad de 50 muestras de láminas delgadas presentaron un R_o : 0,86, R_w : 0,06 y ángulos menores a 90° . Para los valores promedios obtenidos en 3 muestras de campos petroleros se realizó una repetitividad de 10 veces debido a la extensa duración de estas pruebas obteniendo como resultados un R_o y R_w menor igual a 0,4 y un ángulo de contacto menor a 90° . Estos resultados fueron consistentes y mostraron principalmente una mojabilidad intermedia. Para el caso de las pruebas de imbibición habituales el autor concluyó que el número de prueba es muy limitado, ya que suelen tardar varios meses, mientras que el método con placas delgadas es relativamente simple y mucho más rápido. La validez del método se confirmó mediante la convergencia de los ángulos medidos en placas saturadas de agua y de aceite, después de la imbibición. Y por último el número de repetitividad del método con placas delgadas fue mayor, lo que indica una alta representatividad en comparación con las pruebas habituales de imbibición.

Subhash C. Ayirala (2002). En su artículo titulado “*Surfactant-Induced Relative Permeability Modifications for Oil Recovery Enhancement*” se determinó experimentalmente la influencia del tipo y concentración de surfactante en la recuperación de crudo, las permeabilidades relativas crudo-agua y la mojabilidad en las rocas del yacimiento. Se realizaron varios experimentos utilizando fluidos del yacimiento en rocas de Berea y dos tipos de surfactantes (no iónicos y aniónicos) en concentraciones variables de 0 ppm, 500 ppm, 1500 ppm, 3500 ppm y 5000 ppm. Se utilizó un simulador de yacimiento para la inyección de los fluidos y utilizando un modelo semi-analítico de permeabilidad relativa desarrollado por Okazawa para generar las curvas de permeabilidad relativa de crudo-agua. Estas curvas de permeabilidad relativa se interpretaron utilizando las reglas de Craig y también para caracterizar las alteraciones de mojabilidad inducidas por los surfactantes. Los dos mecanismos principales detrás del uso de surfactantes para mejorar la recuperación del crudo son (1) reducción en la tensión interfacial y (2) alteración de la mojabilidad. Para discernir las contribuciones relativas de estos dos mecanismos en la recuperación mejorada de petróleo, se realizaron dos series de experimentos de

inyección con un surfactante no iónico en concentraciones variables. La primera serie utilizó el decano como fase oleosa para cuantificar el efecto de la reducción de la tensión interfacial en la recuperación del decano, considerando al mismo tiempo los efectos de mojabilidad en el sistema decano-salmuera-Berea como insignificantes. La segunda serie utilizó crudo de yacimiento en lugar del decano para cuantificar los efectos de la reducción en la tensión interfacial así como la alteración de la mojabilidad en la recuperación mejorada del aceite. Los mismos dos conjuntos de experimentos se repiten con el surfactante aniónico. La comparación de los resultados de estos cuatro conjuntos de experimentos mostró recuperaciones de crudo significativamente mayores para la segunda serie de experimentos, indicando que los surfactantes si alteran la mojabilidad. Tanto los tensioactivos no iónicos como los aniónicos son eficaces para mejorar la recuperación de crudo en núcleos de berea que contienen decano y crudo del yacimiento en estudio y salmuera sintética como la fase acuosa. El surfactante no iónico dio lugar a un aumento de recuperación de aceite de 48% (a 0 ppm de surfactante) hasta 54% (a 3500 ppm de surfactante) para el decano. Este aumento es mayor (del 56% al 94%) con el crudo del yacimiento. Se observó tendencias similares con el surfactante aniónico: la recuperación de petróleo aumentó de 40% (a 0 ppm de surfactante) hasta 49% (a 3500 ppm de surfactante) para el sistema de decano y del 52% al 78% en el sistema de crudo de yacimiento. Por encima de 3500 ppm de concentración de surfactante, la recuperación de petróleo es pequeña, lo que sugiere que la concentración de surfactante a 3500 ppm es la óptima para estos sistemas. En tres de los cuatro casos estudiados, las emulsiones de crudo / agua causaron altas caídas de presión durante los experimentos de inyección, lo que afectó fuertemente a las curvas de permeabilidad relativa. Las contribuciones significativas de este estudio son la cuantificación de la capacidad de alteración de la mojabilidad de los surfactantes y la consecuente mejora de la recuperación de crudo inducida por la inyección de surfactantes en procesos de recuperación mejorada de crudo.

Melendez y Colaboradores (2012). En su artículo titulado “*Estudio experimental de la alteración de la mojabilidad mediante el uso de un surfactante extraído del aceite del pino TOFA en el sistema crudo liviano agua/SiO₂*” se evaluó la factibilidad de emplear un surfactante natural para alterar la mojabilidad para la recuperación de este crudo, de un sistema modelo aceite/agua/SiO₂, a través de la medición de ángulos de contacto para superficies minerales que posean diferentes condiciones de mojado (mojado al agua, intermedio o al crudo). El método desarrollado en presente estudio consiste en primer lugar en la preparación de las superficies, para ello se realiza la reacción de silanización que consiste en la limpieza de láminas de sílice garantizando superficies perfectamente mojadas al agua, luego se procede a la modificación de las superficies creando diferentes condiciones de mojado a través del remojo en una solución de octadecil- triclorosilano (OTS), por lapsos de tiempo entre 1 y 5 minutos luego se secan en un desecador al vacío a 100°C por 24 horas. Previo a este paso se procede a la aplicación del surfactante TOFA sobre las láminas tratadas con OTS durante 10 min sobre las láminas de sílice a las tres condiciones de mojado. Por último se procede a la medición del ángulo de contacto: como indicador de la mojabilidad de las láminas de sílice, se midió el ángulo de contacto externo formado por una gota de crudo sobre las láminas sumergidas en agua destilada, para llevar a cabo esta medición se utilizó una celda rectangular de plexiglás, dotada de un soporte para muestras, ventanas transparentes y un goniómetro para la medición de ángulos de contacto. Las tres láminas con los 3 casos de mojabilidad al ser tratadas con el surfactante TOFA, se observó un cambio de mojabilidad al crudo a un mojado intermedio, con un ángulo de contacto de 95°. Este tipo de mojabilidad se presenta como la condición ideal cuando se habla de recuperación de petróleo en el yacimiento. Para las otras dos muestras, mojado al agua e intermedio, las superficies presentan una condición de mojado débil al agua, con un ángulo de contacto de 65°. Se comprobó la factibilidad de uso de un surfactante natural extraído de los ácidos grasos del aceite de pino (TOFA) como alterante de la mojabilidad para superficies minerales que posean diferentes condiciones de mojado, mojado al agua, intermedio o al crudo. Los cambios

experimentados por las superficies con el tratamiento del surfactante mostraron resultados alentadores, ya que las superficies con afinidad al crudo cambiaron su condición de mojado al agua. Esta condición se presenta como la segunda mejor opción después del mojado intermedio cuando se habla de recuperación de petróleo, debido a que al presentar la superficie mayor afinidad por el agua, permite un mejor desplazamiento del crudo mejorando así la recuperación de petróleo.

Cesar González (2014). En su artículo titulado “*Mojabilidad: medición del ángulo de contacto por el método de la gota cautiva*” se estudió la mojabilidad desde un punto de vista práctico y conceptual, con la intención de facilitar su aplicación en la evaluación de yacimientos de crudo. Se realizaron las mediciones experimentales del ángulo de contacto utilizando el método de la gota cautiva. Se analizaron seis superficies mineralógicas, lutita café, lutita gris, arenisca calcárea, arena, arenisca, calcita. Para el desarrollo de este estudio en primer lugar, se procedió a cortar las muestras en estudio con una cortadora de núcleos de baja velocidad (ISOMET BUEHLER), luego se tomó una muestra de cada fragmento y fueron adheridas con silicón caliente a una varilla de madera; esto con la finalidad de mantener suspendidas las muestras y sumergirlas en el fluido a la profundidad deseada en las pruebas de gota cautiva. Se colocó en una celda la salmuera correspondiente, luego se sumergió la muestra en estudio y con ayuda de una jeringa micrométrica se colocó en la superficie de la muestra una gota del aceite estándar en uso. Próximo a este paso se realizó la medición del ángulo de contacto utilizando el goniómetro a través del método de la gota cautiva. Se obtuvieron valores de ángulo de contacto de 70°, 63°, 68°, 71°, 150°, 80°. Con los resultados obtenidos se observó que la muestra 5 y la muestra 6 presentaron un comportamiento mojado al agua. La muestra 6 es una calcita las cuales tienden a ser más mojables por agua; mientras que las muestras restantes presentaron una mojabilidad al aceite. Este comportamiento obtenido fue el esperado y por lo tanto se pudo afirmar que el método de gota cautiva se puede considerar como un método cuantitativo para determinar la mojabilidad de núcleos;

debido a que el método se basa en el comportamiento de un sistema en el que interactúan 3 fases inmiscibles (sólido/líquido1/líquido2).

Diaz Lilibeth (2014). Su articulado titulado “*estudio de la condición de mojado en sistemas de arenas de yacimiento no consolidadas a partir de las curvas de permeabilidad relativa*”, nace con el objetivo principal de conocer la mojabilidad en sistemas de arenas de yacimiento no consolidadas, mediante curvas de permeabilidad relativa, obtenidas a través de diferentes métodos matemáticos que permitan una mejor caracterización y a su vez un mejor resultado en la explotación de este tipo de yacimientos. Se realizó la evaluación de la mojabilidad de sistemas no convencionales asociados a crudos pesados y extrapesados aplicando el método dinámico de las curvas de permeabilidades relativas, obtenidas mediante la aplicación de los modelos matemáticos JBN, JBN – Corey & Asociados y JBN – Willie para los procesos de imbibición y drenaje. Para establecer la viabilidad de esta metodología se ejecutaron pruebas de desplazamiento en arena real de un pozo petrolífero y fueron realizadas a presión de yacimiento variando temperatura, contrapresión, caudal de inyección y tiempo de envejecimiento, obteniendo las curvas de permeabilidad relativa. Los valores representativos para ejecutar las pruebas de desplazamiento para la obtención de las curvas en arenas no consolidadas fueron: temperatura de 72 °C, caudal de inyección entre $(1-3) \times 10^{-2} \text{ cm}^3/\text{min}$, contrapresión de 14,69 psi. Se trabajó con 5 muestras de arena real no consolidada y se obtuvo la mojabilidad de las mismas a partir de las curvas de permeabilidad relativa de cada modelo matemático, tomando en consideración las reglas de Craig, donde se expone que las saturaciones de agua a la cual la permeabilidad relativa del agua y la permeabilidad relativa del crudo son iguales es generalmente mayor del 0,5 para núcleos mojados por agua y menores del 0,5 para núcleos mojados por crudo. Para el método JBN-Willie se obtuvo un valor promedio de 0,71 del punto de corte entre las curvas de permeabilidad relativa. En el caso de JBN – Corey & Asociados para los procesos de imbibición se obtuvo un valor promedio de 0,64 y para los procesos de drenaje un valor de 0,60. Aplicando el método JBN para obtener curvas de permeabilidad relativa no se alcanzó un punto de

corte entre las curvas de ambas fases, por consiguiente no fue posible inferir la condición de mojado. Con los resultados obtenidos a partir del modelo JBN-Willie y JBN-Corey & Asociados la mojabilidad de las arenas no consolidadas se concluyó que presentan una mojabilidad al agua. La metodología diseñada para las pruebas de desplazamiento en sistemas de arenas de yacimientos no consolidadas, es un gran aporte científico en el área de caracterización de yacimientos de la FPO.

Pimentel Ildemaro (2015). En su artículo titulado “*Evaluación de la mojabilidad de sistemas no convencionales de crudos pesados y extrapesados de campos de la Faja Petrolífera del Orinoco mediante el método de Amott-Harvey modificado*” se validó la condición de mojado en diferentes sistemas no convencionales de crudos pesados y extrapesados de campos de la Faja Petrolífera del Orinoco obtenidas con la aplicación del método de Amott-Harvey modificado y de la interpretación de las curvas de permeabilidad relativa mediante las reglas de Craig que surgen de la necesidad de comprobar el método de Amott-Harvey. Estas pruebas se llevaron a cabo empleando muestras de arena no consolidadas provenientes de los campos Bare, Petrocarabobo y Petrocedeño preparadas en el laboratorio con propiedades petrofísicas representativas de cada yacimiento y fluidos (agua de formación y petróleo) en los sistemas de estudio. Se usó un simulador físico de yacimiento para realizar una modificación de Amott-Harvey, y realizar el proceso de drenaje que implica un desplazamiento de agua de formación mediante la inyección de crudo extrapesado del campo en cuestión a tasa de 0,02 y 0,05 cm³/min a la presión de confinamiento de 1.000 psi, 1.400 psi y 450 psi y a temperaturas de 75, 88 y 65 °C. A continuación se recolectan en la salida de la celda triaxial, las fracciones de agua desplazada mediante viales, registrando el diferencial de presión en cada fracción recolectada, los cuales al final de la prueba se suman para estimar el volumen del fluido desplazado de manera forzada (para la obtención de los índices de mojabilidad de Amott-Harvey) y a su vez cada fracción por separado se emplea para obtener los puntos que dan origen a las curvas. El índice de Amott-Harvey calculado arroja un valor promedio para los tres campos estudiados de $I=0.1$ aproximadamente,

que hace referencia a una condición de mojado al agua. Los valores promedios obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para los tres campos en estudio al implementar las reglas de Craig fueron de 20% para los valores de saturación de agua irreducible, para el punto de intersección de las curvas es mayor a un 60% de saturación de agua y una saturación de petróleo residual por debajo de un 15%, lo que indica que los sistemas presentan una condición de mojado al agua. En conclusión se comprobó que la metodología de Amott-Harvey modificada resulta válida para definir la condición de mojado de los yacimientos no convencionales asociados a crudos pesados y extrapesados, lo cual se pudo corroborar con los resultados obtenidos del análisis de las curvas de permeabilidad relativa. También se evidenció, a partir de los resultados obtenidos por metodologías de Amott-Harvey y de la interpretación de las curvas de permeabilidad relativa, que la condición de mojabilidad de las muestras de los campos anteriormente mencionados es preferencialmente mojados al agua.

Una vez analizados los diferentes trabajos de investigación, se fortalecieron las definiciones básicas y se establecieron comparaciones entre las diferentes metodologías para adaptar la metodología experimental del presente trabajo para dar cumplimiento a los objetivos de esta investigación.

2.2. Bases Teóricas

Se presenta a continuación fundamentos teóricos en que está basada la presente investigación, con la finalidad de definir los conceptos aplicados en la misma.

2.2.1. Yacimiento

Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado. (Rojas, segunda edición)

2.2.1.1. Hidrocarburos

Son una serie de compuestos orgánicos que consisten exclusivamente en carbono (C) e hidrógeno (H), que tienen la habilidad de formar largas y continuas cadenas que originan diferentes compuestos, éstos, a menudo difíciles de separar, constituyen lo que se conoce como petróleo crudo. A partir del petróleo crudo se obtienen diversos productos, como: gases licuados de petróleo, gasolinas, kerosén, combustibles residuales, aceites lubricantes, parafinas y otros. En condiciones normales los hidrocarburos pueden existir en estado gaseoso, líquido o sólido, según el número y arreglo de los átomos de carbono de las moléculas (Paris, 2009).

Los crudos pueden ser clasificados mediante la medida de su gravedad API con la escala presentada en la Tabla 2.1:

Tabla 2.1. Clasificación de crudos según su gravedad °API (Araujo, 2004)

Tipo de crudo	Gravedad API
Extrapesados	Hasta 11
Pesados	11-21,9
Medianos	22-29,9
Livianos	Más de 30

2.2.2. Explotación de Petróleo.

Es el conjunto de procesos para la extracción del petróleo mediante la perforación del subsuelo. Actualmente implementando tecnología de avanzada, maximizando el potencial de los pozos posterior a los procesos de exploración, investigación geológica y localización. La extracción, producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo con las características propias de cada yacimiento (Escobar, s.f.)

2.2.2.1. Recuperación Primaria

La producción inicial de los hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural de éste y normalmente se conoce como producción primaria. El petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo producción primaria mediante a) expansión de fluido, b) desplazamiento de fluidos, c) drenaje gravitacional y d) expulsión capilar. Cuando no existe acuífero, ni inyección de fluidos, el recobro de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión del fluido, sin embargo en crudo, este podría producirse mediante drenaje gravitacional (Escobar, s.f.).

2.2.2.2. Recuperación Secundaria

Por medio del uso de gas natural o inyección de agua se mantiene la presión del yacimiento (adición de energía), de modo que el término mantenimiento de presión normalmente se usa para describir procesos de recobro secundario. Cuando el agua procede de un acuífero o es inyectada en los pozos, el recobro es acompañado por un mecanismo de desplazamiento, el cual puede ser ayudado por drenaje gravitacional o expulsión capilar. El gas se inyecta como un fluido de desplazamiento para ayudar al recobro de crudo y también como gas cíclico para recuperar condensados (Escobar, s.f.).

2.2.2.3. Recuperación Terciaria

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.

- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable. (Araujo, 2004)

2.2.2.4. Métodos químicos de recuperación mejorada

Algunas sustancias químicas especiales son inyectadas con el propósito de minimizar la tensión interfacial, mediante una reducción de las fuerzas capilares, y disminuir la relación de movilidad para así mejorar el control sobre la misma, es decir, minimizar la canalización del fluido inyectado. Los métodos químicos de recuperación incluyen la inyección de surfactantes, polímeros y álcalis o una mezcla entre ellos, las cuales pueden ser mezclas surfactante-polímero (SP), álcali-surfactante (AS) o surfactante álcali- polímero (SAP) (Espinosa & Torres, 2015).

2.2.2.4.1. Inyección de polímeros

La inyección de polímeros se realiza añadiendo un polímero al agua de inyección reduciendo así su movilidad. El incremento de la viscosidad mediante la adición de polímeros hidrosolubles, favorece la razón de movilidad, lo que resulta en un mejor desplazamiento en comparación con la inyección de agua convencional. Para tener éxito en la inyección de polímeros se debe realizar un estudio previo para seleccionar de manera correcta la concentración del polímero a utilizar (Vera & Loyo, 2003).

2.2.2.4.2. Inyección de surfactantes

Uno de los métodos utilizados para aumentar la recuperación de petróleo se realiza inyectando surfactante, reduciendo así la tensión interfacial entre el crudo y el

agua. El surfactante puede desarrollar tensiones interfaciales ultra-bajas para superar las fuerzas capilares que mantienen al crudo atrapado en el medio poroso, haciendo que el petróleo fluya más fácilmente. (Salager, 2005)

2.2.2.4.3. Inyección de álcalis

Las sustancias alcalinas se inyectan cuando el crudo del yacimiento presenta ácidos orgánicos, los cuales reaccionan con el álcali produciendo surfactantes naturales en la interfase crudo-agua, reduciendo así la tensión interfacial y facilitando el movimiento del crudo hacia el pozo productor (Espinosa & Torres, 2015).

2.2.2.4.4. Inyección de mezclas SP, AS o SAP

Con el fin de mejorar las deficiencias de las técnicas anteriores, se realizan mezclas entre los aditivos químicos ya mencionados, para optimizar el proceso de recuperación de crudo en un yacimiento. Este método tiene como propósito principal mejorar el desplazamiento del crudo a través de la disminución de la tensión interfacial entre el agua y el crudo e incrementar la viscosidad del agua modificando así la relación de las fuerzas viscosas y capilares (Canache, 2006).

2.2.2.5. Surfactantes

Los surfactantes son moléculas que se caracterizan por tener en su estructura grupos polares o hidrofílicos, cuyas cadenas generalmente contienen heteroátomos (O, S, N, P), y grupos no polares o hidrofóbicos, que en la mayoría de los casos son cadenas largas hidrocarbonadas del tipo alquilo o alquil arilo con 12 a 20 carbonos aproximadamente. El término surfactante generalmente se utiliza para designar a los “compuestos con actividad interfacial” (Vera & Loyo, 2003). Los surfactantes son de gran uso en la industria petrolera, ya que el mismo se adsorbe en la interfase que se

presenta en el sistema agua/crudo, disminuyendo la energía libre interfacial de dicho sistema.

2.2.2.5.1. Clasificación de los surfactantes

Los surfactantes se clasifican de acuerdo a su ionización en el medio acuoso en: surfactantes aniónicos, catiónicos, no-iónicos y anfóteros (Guevara, 2016).

Los **surfactantes aniónicos** son aquellos que se disocian en un ión cargado negativamente y un catión, que generalmente es un metal alcalino o un amonio cuaternario. Este tipo de surfactantes se considera el más importantes. Dentro de esta categoría se encuentran los jabones o carboxilatos, los alquilbenceno sulfonatos (detergentes en polvo), el sulfato (agente espumante) y los xantatos (agentes colectores para flotación de minerales) (Guevara, 2016)

Los **surfactantes no-iónicos** son los más importantes, luego de los aniónicos. En solución acuosa no se ionizan debido a que los grupos hidrófilos presentes en estos surfactantes son de tipo alcohol, fenol, éter o amida. El grupo hidrófobo es generalmente un radical alquilo o alquil benceno (Guevara, 2016).

Los **surfactantes catiónicos** se disocian en un catión orgánico anfífilo y un anión generalmente del tipo halogenuro. Usualmente estos surfactantes son compuestos nitrogenados del tipo sal de amina grasa o de amonio cuaternario. Poseen propiedades bactericidas y adsorción sobre sustratos biológicos o inertes que poseen una carga negativa, lo que los hace excelentes agentes antiestáticos, hidrofobantes, inhibidores de corrosión y pueden ser usados en productos industriales y domésticos. A pesar de su utilidad, este tipo de surfactantes son muy costosos, por lo que no se utilizan comúnmente (Guevara, 2016).

Los **surfactantes anfóteros** presentan a la vez una carga positiva y una carga negativa. Dentro de este grupo se encuentran los aminoácidos, betaínas y fosfolípidos, los cuales actúan dependiendo del pH del medio, favoreciendo un tipo de disociación. Al igual que los surfactantes catiónicos, los surfactantes anfóteros se utilizan exclusivamente en aplicaciones especiales que justifiquen su costo (Guevara, 2016).

Los surfactantes también pueden clasificarse de acuerdo a su origen, como surfactantes naturales y sintéticos. Los **surfactantes naturales** son aquellos que se encuentran en la mayoría de los crudos pesados, extrapesados y bitúmenes, están compuestos de ácidos carboxílicos, fenoles, ésteres y aminas, producen emulsiones muy estables y pueden ocasionar tensiones interfaciales muy bajas. En cambio, los **surfactantes sintéticos**, son aquellos que se obtienen mediante reacciones químicas.

2.2.2.5.2. Propiedades de las soluciones de surfactantes

Los surfactantes poseen dos propiedades fundamentales. Tienen la capacidad de adsorberse en una interfase y también son capaces de asociarse para formar polímeros de agregación denominados micelas (Guevara, 2016).

Carácter anfífilo

Los surfactantes poseen un grupo polar y un grupo apolar. Este tipo de sustancias se denominan anfífilas. Un anfífilo es una sustancia química que posee una afinidad por las sustancias polares y apolares al mismo tiempo. Los surfactantes se ubican en una superficie o en una interfase con el fin de satisfacer su doble afinidad (grupo hidrofílicos-agua y grupo apolar-aceite) tal como se visualiza en la Figura 2.1. (Guevara, 2016)

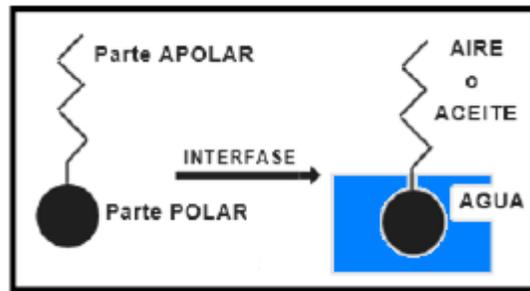


Figura 2.1 Ubicación de la molécula de surfactante en la interfase (Guevara, 2016)

Adsorción

Una característica fundamental de los surfactantes es su tendencia a adsorberse en una interfase con orientación definida. La adsorción es un fenómeno espontáneo que ocurre cuando un surfactante se ubica en una interfase, satisfaciendo parcial o totalmente su doble afinidad, ocasionando una disminución de la energía libre del sistema. Este fenómeno produce una disminución de la tensión interfacial o superficial, lo cual favorece la deformación y ruptura de la interfase, causando la formación de sistemas dispersos, es por esto que los surfactantes se denominan sustancias tensoactivas (Salager, 2002).

Asociación

Otra característica de los surfactantes en solución acuosa es su capacidad de auto asociación. Los surfactantes producen estructuras poliméricas de asociación, denominadas micelas, a partir de una determinada concentración, llamada concentración micelar crítica o CMC (Salager, 2002).

2.2.3. Propiedades de la roca

Con el fin de entender las características más importantes de la roca se han definido los siguientes conceptos.

2.2.3.1. Porosidad

Es la propiedad que define el espacio en la roca no ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite el almacenamiento de los fluidos, es decir, representa los volúmenes de petróleo y/o de gas que pueden estar presentes en un yacimiento petrolífero. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal. Se define por la ecuación 1, (Rivera, 2004)

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ec. (1)}$$

\emptyset = Porosidad

V_p = El volumen que ocupan los poros o espacio vacío

V_t = El volumen bruto de la roca, el cual incluye el volumen de sólidos y del espacio vacío

2.2.3.1.1. Tipos de porosidad

Según la comunicación de los poros o el volumen poroso considerado, la porosidad puede ser absoluta o efectiva (Paris, 2009).

- ✓ **Porosidad absoluta o total:** Se define como la razón entre el volumen de espacio poroso total y el volumen bruto. Se define por la ecuación 2, (Paris, 2009)

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_g}{V_t} \quad \text{Ec. (2)}$$

Dónde:

\emptyset = Porosidad absoluta

V_t = Volumen total de la roca

V_g = Volumen neto ocupado por los sólidos o volumen de los granos

V_p = Volumen poroso

- ✓ **Porosidad efectiva:** Se define como el porcentaje del volumen del espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca (Paris, 2009), la cual se puede observar en la ecuación 3:

$$\emptyset = \frac{V_{pi}}{V_t} \quad \text{Ec. (3)}$$

\emptyset = Porosidad absoluta

V_{pi} = Volumen poroso interconectado

V_t = Volumen total

- ✓ **Porosidad no efectiva:** Se refiere al espacio poroso no interconectado, por lo tanto es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva (Paris, 2009).

2.2.3.1.2. Factores que afectan la porosidad

La porosidad se ve afectada por los siguientes factores.

- ✓ Escogimiento de los granos: mientras los granos de la roca sean más uniformes mayor será la porosidad.
- ✓ Arreglo de los granos: la simetría influye en el valor de la porosidad, mientras menos simetría exista más afecta la porosidad.
- ✓ Cementación: los granos están “pegados” entre sí mediante una cementación natural, esto resta el espacio poroso a ser ocupado por los hidrocarburos.
- ✓ Presencia de grietas y cavidades: son factores que favorecen la porosidad.

- ✓ Compactación: la presión de sobrecarga de un estrato crea acercamiento entre las rocas. Mientras sea menor su efecto, mayor será el valor de porosidad (Paris, 2009).

2.2.3.2. Saturación

La saturación de un fluido es la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes. Matemáticamente, esta propiedad se expresa por la ecuación 4.

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{volumen total de fluido}}{\text{volumen poroso}} \quad \text{Ec. (4)}$$

Aplicando este concepto a cada fluido del yacimiento se tiene:

$$S_o = \frac{\text{volumen de petróleo}}{\text{volumen poroso}} \quad \text{Ec. (5)}$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}} \quad \text{Ec. (6)}$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso}} \quad \text{Ec. (7)}$$

S_o = Saturación de petróleo

S_w = Saturación de agua

S_g = Saturación de gas

El rango de saturación de cada fase individual oscila entre 0 y 100 por ciento (Paris, 2009). Por definición, la suma de las saturaciones es igual a 1, ecuación 8.

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad \text{Ec. (8)}$$

2.2.3.3. Permeabilidad

Un factor muy importante en el flujo de los fluidos en un yacimiento es la permeabilidad de la roca, que representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través del medio poroso. La permeabilidad se mide en unidades Darcy, en honor al Ingeniero Hidráulico francés Henry Darcy, quien formuló la ley que lleva su nombre, la cual reza: “la velocidad del flujo de un líquido a través de un medio poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo” (Rivera, 2004).

En la industria petrolera, las normas API para determinar la permeabilidad (K) de las rocas, definen permeabilidad como “el régimen de flujo en mililitros por segundo (mL/s), de un fluido de 1 centipoise de viscosidad que pase a través de una sección de 1cm² de roca y 1cm de longitud, bajo un gradiente de presión de una atmósfera (760mmHg.), y en condiciones de flujo viscoso” (Rivera, 2004)

La permeabilidad (K) se representa de la siguiente manera (Ecuación 9):

$$K = \frac{Q \mu L}{A \Delta P} \quad \text{Ec. (9)}$$

Dónde:

K= Permeabilidad (Darcys)

μ= Viscosidad en la dirección de recorrido del fluido (cP)

L= Distancia que recorre el fluido (cm)

A= Sección transversal (cm²)

ΔP = Diferencia de presión (atm)

Q= Flujo volumétrico (cm³/s)

2.2.3.3.1. Ley de Darcy: Permeabilidad para un sistema monofásico

Darcy en sus estudios relacionados al flujo de agua a través de lechos filtrantes de arena no consolidada, descubrió que la tasa de agua a través de un empaque de arena era proporcional a la caída de presión a través del empaque (Araujo, 2004). Descubrió en forma empírica que el flujo volumétrico de agua, en movimiento a través de un lecho vertical de sección transversal A y longitud L, es directamente proporcional a la carga hidrostática del fluido, aumentada por la presión ejercida sobre la superficie libre del fluido, donde Φ es el potencial de flujo del fluido (Ecuación 10). La Ley de Darcy se expresa de la siguiente manera (Ecuación 11):

$$(P + \rho gh) = \Phi \quad \text{Ec. (10)}$$

Φ = Potencial de flujo del fluido

P= Presión (kg/m.s²)

ρ = Densidad del fluido (kg/m³)

g= Aceleración de gravedad (m/s²)

h= Altura medida (m)

$$Q = -AK \frac{\Delta \Phi}{L} = -AK \frac{\Delta(P + \rho gh)}{L} \quad \text{Ec. (11)}$$

Dónde:

ρ = Densidad del fluido (kg/m^3)

g = Aceleración de gravedad (m/s^2)

h = Altura medida (m)

P = Presión (kg/m.s^2)

A = Área (cm^2)

L = Longitud (cm)

K = Permeabilidad (Darcys)

Q = Tasa de flujo (cm^3/s)

Si la longitud se mide en la dirección del flujo hacia arriba y el ángulo de inclinación con las horizontales λ (Ecuación 12), y la ecuación de Darcy se expresa como (Ecuación 13):

$$h=L\text{sen}\lambda \quad \text{Ec. (12)}$$

h = Altura

L = Longitud

$\text{Sen}\lambda$ =

$$Q = -A \frac{k}{\mu} \left(\frac{\Delta P}{L} + g d \text{sen}\lambda \right) \quad \text{Ec. (13)}$$

La ecuación de Darcy presentada en la ecuación 13, cumple para las siguientes suposiciones acerca del medio poroso y el fluido:

- Medio poroso homogéneo.
- Medio poroso o roca no reactiva.

- Medio poroso saturado 100% con una fase.
- Fluido newtoniano.
- Flujo incompresible.
- Flujo laminar e isotérmico.
- Estado estacionario.
- Viscosidad independiente de la presión.

Cuando algunas de estas condiciones no se cumplen, es necesario modificar la ecuación 13 para corregir la situación (Araujo, 2004).

2.2.3.3.2. Unidades de la permeabilidad

La unidad de permeabilidad es el Darcy. Se dice que una roca tiene una permeabilidad de un Darcy cuando un fluido monofásico con una viscosidad de 1 centipoise (cPs) y una densidad de 1 gr/cm^3 que llena completamente (100% saturada) el medio poroso avanza a una velocidad de 1 cm/seg bajo un gradiente de presión de 1 atm. Como es una unidad bastante alta para la mayoría de las rocas productoras, la permeabilidad generalmente se expresa en milésimas de Darcy (miliDarcy) (Rivera, 2004).

2.2.3.3.3. Tipos de permeabilidad

Existen tres tipos de permeabilidad, absoluta, efectiva y relativa (Escobar, s. f.)

- ✓ **Permeabilidad absoluta:** es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.
- ✓ **Permeabilidad efectiva:** es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, y por ende

siempre las permeabilidades efectivas son menores que la permeabilidad absoluta. Se representa por K_o (permeabilidad al crudo), K_w (permeabilidad al agua) y K_g (permeabilidad al gas).

- ✓ **Permeabilidad relativa:** es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en Ingeniería de Yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de la permeabilidad relativa es menor a 1.0. A la saturación residual de crudo (S_{or}) o a la saturación de agua connata (S_{wc}) se tiene $K_f=K_{abs}$. Si un 2-3% de fase no mojante se introduce, esta se mete en los poros grandes y se obstaculiza el flujo de la mojante. Las permeabilidades de los fluidos que se pueden encontrar en un yacimiento son (Ecuación 14, 15 y 16):

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad Ec. (14)$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad Ec. (15)$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad Ec. (16)$$

Dónde:

K = Permeabilidad absoluta (Darcys)

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo (Darcys)

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua (Darcys)

K_{rg} = Permeabilidad relativa al gas (Darcys)

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo (Darcys)

K_w = Permeabilidad efectiva al agua (Darcys)

K_g = Permeabilidad efectiva al gas (Darcys)

2.2.4. Interacción roca-fluido

2.2.3.3.4. Permeabilidad relativa

Cuando una fase mojanante y otra no mojanante fluyen simultáneamente en un medio poroso, cada una de ellas sigue un camino separado y distinto de acuerdo con sus características humectantes, lo cual da como resultado la permeabilidad relativa para la fase mojanante y la no mojanante. Considerando el modelo capilar mostrado en la Figura 2.2, se observa que las fuerzas capilares hacen que la fase mojanante se encuentre dentro del espacio poroso cercano a las paredes, ocupando los canales de flujo de los poros más pequeños. Estos canales no contribuyen al flujo, y por lo tanto, la presencia de saturaciones bajas de la fase mojanante afectará la permeabilidad de la fase no mojanante sólo hasta cierto punto (Paris, 2009).

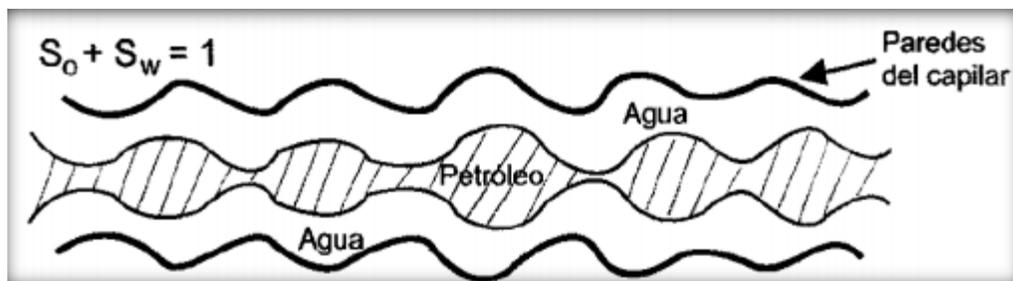


Figura 2.2. Modelo capilar en un sistema mojado por agua (Paris, 2009).

Si la fase no mojanante se localiza en la parte central, ocupa el espacio poroso más grande, contribuyendo así al flujo del fluido a través del yacimiento y, por lo tanto, las bajas saturaciones de la fase no mojanante podrán reducir drásticamente la

permeabilidad de la fase mojante. La figura 2.3 presenta un par de curvas típicas de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo, considerando el agua como la fase mojante (Paris, 2009).

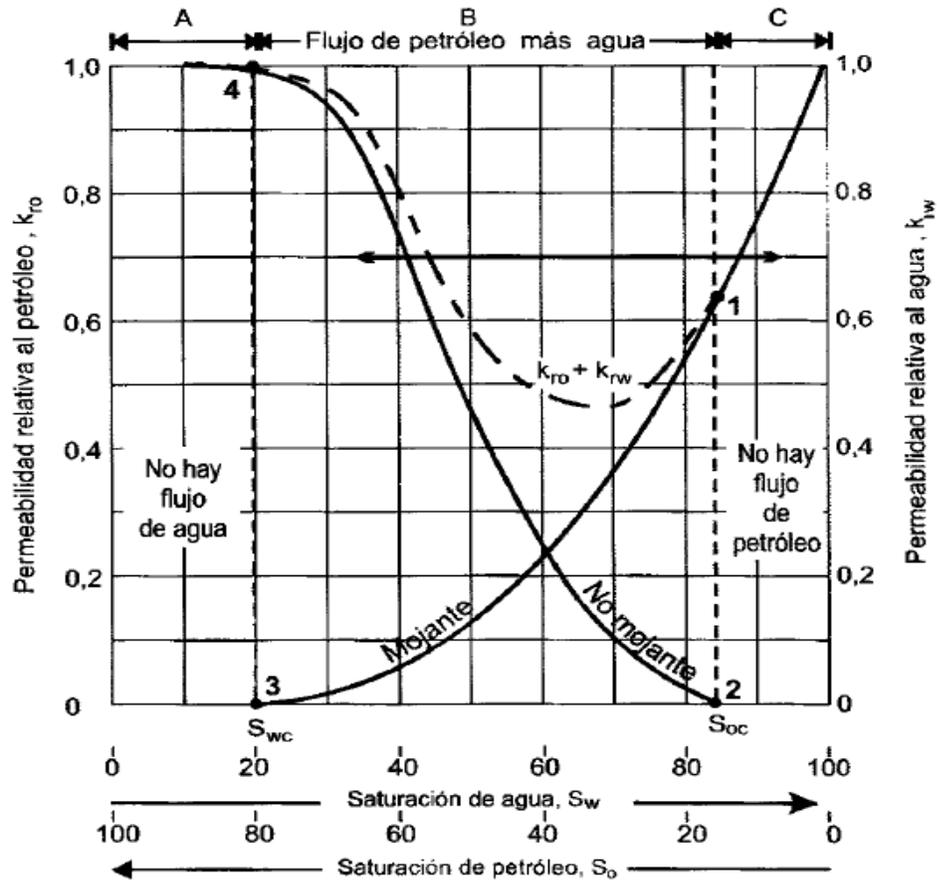


Figura 2.3. Comportamiento típico de las curvas de K_r para el flujo de dos fases (Paris, 2009).

1. El punto 1 en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante muestra que baja saturación de la fase no mojante reducirá drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojante. La razón de esto es que la no mojante ocupa los espacios de los poros más grandes, lo cual facilitará el flujo de dicha fase (Paris, 2009)..

2. El punto 2 en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante muestra que ésta comienza a fluir a saturaciones relativamente bajas. En el caso de

que sea petróleo, la saturación en este punto se denomina saturación residual S_{or} . (Paris, 2009).

3. El punto 3 en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante muestra que ésta cesa de fluir a saturaciones relativamente altas. Esto se debe a que dicha fase ocupa preferencialmente los espacios porosos más pequeños, donde las fuerzas capilares son mayores. La saturación de agua en este punto se refiere como saturación de agua irreducible S_{wirr} . (Paris, 2009).

4. El punto 4 en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante muestra que, a bajas saturaciones de la fase mojante, los cambios en la saturación de esta última tienen poco efecto en la magnitud de dicha curva. La razón es que, a bajas saturaciones, el fluido de la fase mojante ocupa los espacios porosos más pequeños y materialmente no contribuye al flujo y, por lo tanto, al cambiar la saturación de éstos, su efecto en el flujo de la fase no mojante es mínimo. Esto indica que a una porción del espacio poroso disponible, aunque interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva de los fluidos (Paris, 2009).

La Figura 2.3. Presenta tres regiones características.

- ✓ **Zona A:** representa el valor de la saturación de agua que varía desde cero a la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) o saturación de agua connata (S_{wc}), valor mínimo de saturación de agua que se puede encontrar en un yacimiento.
- ✓ **Zona B:** varía entre la S_{wirr} y $1-S_{or}$, mostrando la relación existente entre ambas fases, en esta zona la suma de la permeabilidad relativa al petróleo y la permeabilidad relativa al agua es menor que uno, ya que cuando hay dos fases inmiscibles en un medio poroso se obstaculizan el flujo entre ellas.
- ✓ **Zona C:** representa la S_{or} , y muestra el petróleo que queda atrapado en la roca después de un flujo normal inmisible en un sistema agua/petróleo durante un proceso de desplazamiento (Paris, 2009).

A su vez, hay factores determinantes que ayudan a estudiar las curvas de permeabilidad relativa, uno de ellos es la saturación de la muestra, de ella depende si el proceso de desplazamiento será por drenaje o imbibición. En la figura anterior donde la fase mojante es el agua e inicia saturando la roca, los datos de permeabilidad relativa se obtendrán disminuyendo la saturación de la misma mientras fluye el fluido no mojante que en este caso es el petróleo, este proceso será llamado drenaje. Por el contrario, si los puntos de permeabilidad relativa se obtienen aumentando la saturación de agua, el proceso será llamado imbibición (Paris, 2009).

La diferencia en permeabilidad cuando se cambia la historia de saturación se denomina histéresis (Paris, 2009). Ver Figura 2.4

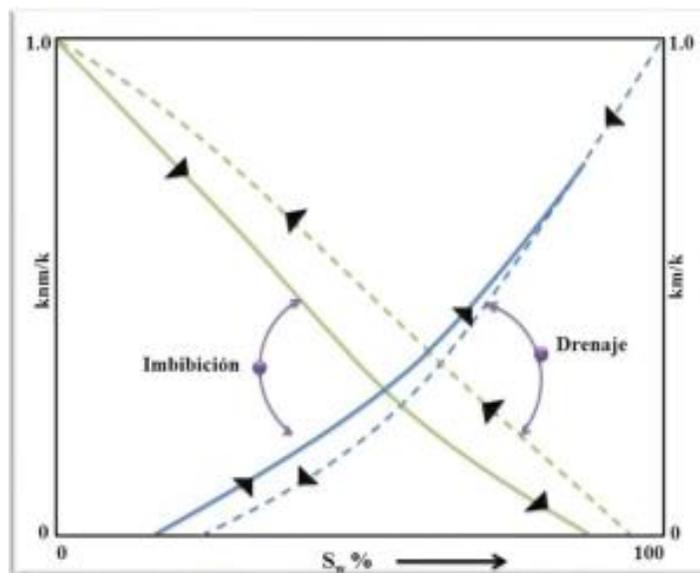


Figura 2.4. Efectos de la histéresis en las permeabilidades relativas (Paris, 2009)

2.2.3.3.5. Factores que afectan las curvas de permeabilidad relativa.

En desplazamientos de petróleo por agua y/o gas, sin cambios importantes de tensión interfacial, la permeabilidad relativa depende básicamente de cinco factores, los cuales inciden directamente sobre las medidas experimentales y el comportamiento del flujo en el medio poroso. Entre los factores que se encuentran en

las curvas de permeabilidad relativa están: saturación, historia de saturación, distribución del tamaño de poro, mojabilidad de la matriz de la roca y temperatura (Romero, 2008).

a) *Saturación*

El efecto de la saturación es bien conocido y puede observarse en la Figura 2.5 (sistema mojado al agua) y Figura 2.6 (sistema mojado al crudo), a medida que aumenta la saturación de la fase de 0 a 1 en el eje de las abscisas, incrementa la permeabilidad relativa en el eje de las ordenadas hasta alcanzar un valor máximo a la saturación máxima de la fase en consideración (Romero, 2008).

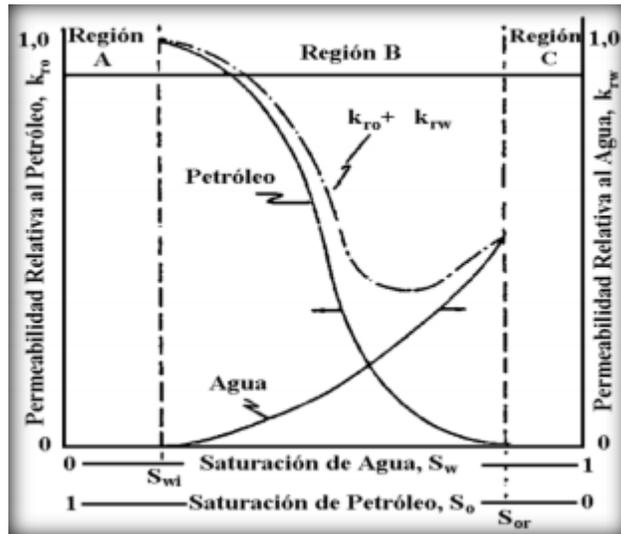


Figura 2.5. Curvas típicas de permeabilidad relativa para una roca mojada al agua (Romero, 2008).

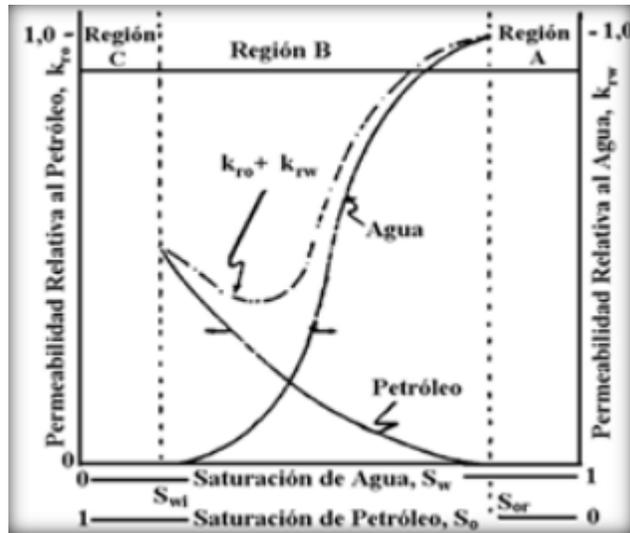


Figura 2.6. Curvas típicas de permeabilidad relativa para una roca mojada por petróleo (Romero, 2008).

b) Historia de saturación.

El efecto de la historia de saturación (histéresis) sobre la permeabilidad relativa se observa claramente en la Figura 2.7. El medio poroso está inicialmente saturado con la fase mojante (línea de agua) y los datos de permeabilidad relativa se obtienen disminuyendo la saturación de la fase mojante mediante el desplazamiento con la fase no mojante (línea de petróleo). Este proceso se denomina drenaje (ejemplos: desplazamiento de agua por petróleo o de petróleo por gas). Si los datos de permeabilidad relativa son obtenidos aumentando la saturación de la fase mojante, el proceso se denomina imbibición (Romero, 2008).

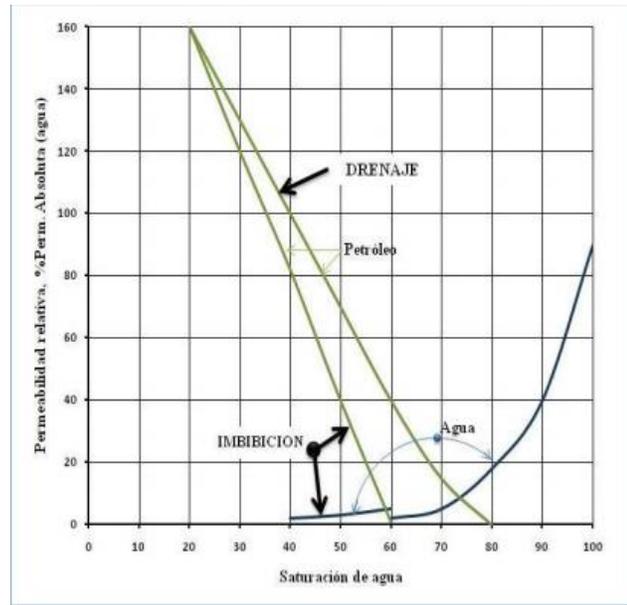


Figura 2.7. Histéresis de las curvas de permeabilidad relativa (Romero, 2008)

En la Figura 2.7. Se muestra que los valores de permeabilidad relativa a la fase mojante en un proceso de imbibición son menores que en un proceso de drenaje. Esto se debe al entrapamiento de la fase no mojante por parte de la mojante. La fase no mojante es dejada en los poros en forma discontinua e inmóvil (Romero, 2008).

La histéresis de las curvas de permeabilidad relativa a la fase mojante es mucho menor que a la no mojante ya que el entrapamiento de la fase mojante en este caso es mucho menor.

c) Distribución del tamaño de poros

Uno de los factores que influye significativamente sobre las curvas de permeabilidad relativa es la distribución del tamaño de los poros de la roca y la presencia de arcilla (Araujo, 2004).

La Figura 2.8. muestra que las arenas consolidadas tienen menor permeabilidad relativa (eje de las ordenadas) a la fase mojante (punto 1 y punto 2) con respecto a las arenas no consolidadas (punto 1 < punto 2), es decir, la fase

mojante (ejemplo el agua) tiene una mayor facilidad para desplazarse en arenas no consolidadas (líneas punteadas) que en arenas consolidadas (líneas continuas), además la Figura 2.8 muestra que la fase no mojante (punto 3 y Punto 4) tiene mayor permeabilidad en arenas consolidadas (punto 3 > Punto 4) que en las arenas no consolidadas, es decir, la fase no mojante (ejemplo el petróleo) se desplaza con mayor facilidad en arenas consolidadas que en las arenas no consolidadas (Araujo, 2004)..

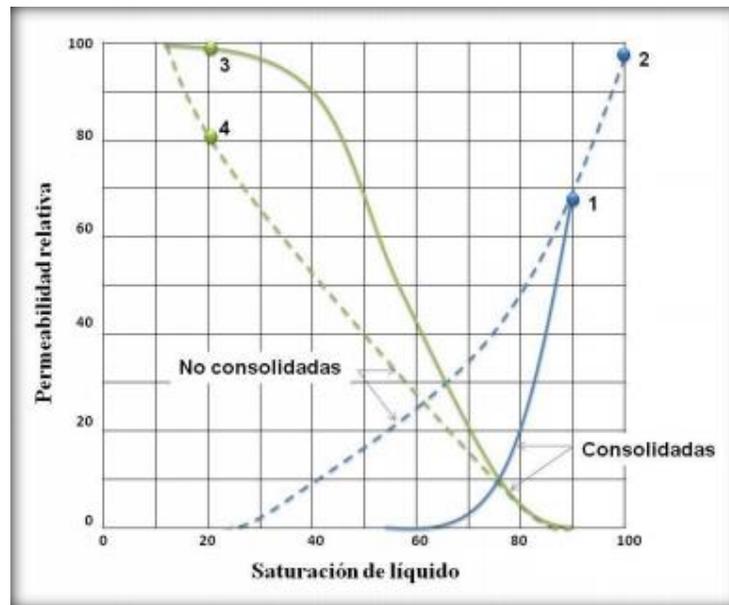


Figura 2.8. Curvas de permeabilidad para arenas consolidadas y no consolidadas (Romero, 2008).

El tamaño de los poros es de suma importancia desde el punto de vista de la selección de las correlaciones de permeabilidades a usar en un proyecto de recuperación adicional. Una mala escogencia de las correlaciones de permeabilidad relativa conduce a errores graves en el cálculo de recobro. El índice de distribución del tamaño de los poros, ha servido para correlacionar curvas de permeabilidad relativa de diferentes formaciones (Romero, 2008)

d) Mojabilidad de la matriz de la roca

De acuerdo a la teoría de flujo por canales, en yacimientos mojados preferencialmente por agua, el petróleo fluye por los canales de mayor área de flujo y el agua por los de menor área, lo contrario ocurre en los yacimientos mojados preferencialmente por petróleo, este fenómeno afecta considerablemente las curvas de permeabilidad relativa (Romero, 2008).

En los yacimientos mojados preferencialmente por petróleo, éste fluye con mayor dificultad a través de los poros que en los yacimientos mojados preferencialmente por agua, esto trae como consecuencia que bajo las mismas condiciones de desplazamiento, el recobro de petróleo sea menor en los yacimientos mojados preferencialmente por petróleo en comparación con los mojados preferencialmente por agua. En yacimientos con mojabilidad intermedia, donde la superficie de la roca no es preferencialmente mojada por agua ni por petróleo, las fuerzas capilares son bajas y por lo tanto el volumen de petróleo residual es pequeño (Romero, 2008).

e) Temperatura

Se han realizado revisiones exhaustivas de literatura sobre el efecto de los cambios con temperatura en las propiedades petrofísicas de rocas saturadas con petróleo y agua. De allí se ha llegado a las siguientes conclusiones (Romero, 2008).

- ✓ Al aumentar la temperatura, la roca yacimiento se hace más mojada al agua.
- ✓ La histéresis entre las curvas de drenaje e imbibición disminuye con el aumento de la temperatura.
- ✓ La saturación residual de petróleo disminuye y la saturación irreducible de agua aumenta con un incremento de temperatura, como se ilustra en la Figura 2.9, a medida que aumenta la temperatura se presenta un incremento considerable en la permeabilidad relativa al petróleo y una disminución en la permeabilidad relativa al agua.

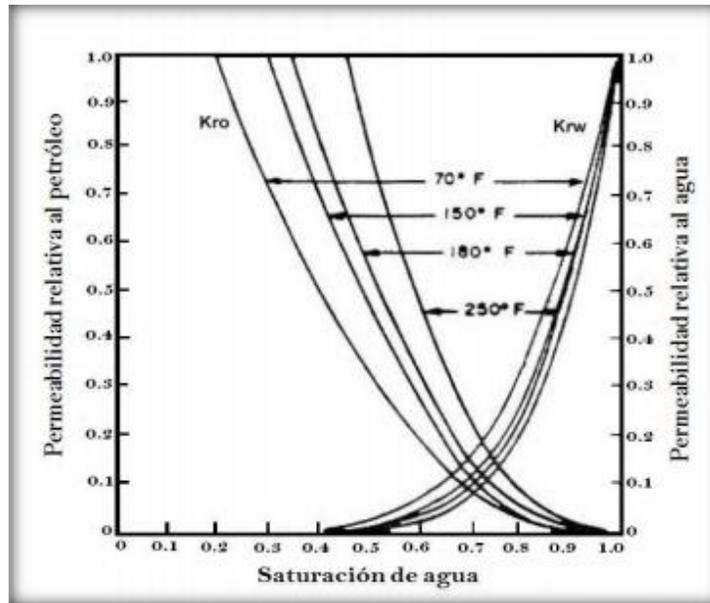


Figura 2.9. Efectos de la temperatura sobre las permeabilidades relativas al agua y al petróleo (Romero, 2008).

2.2.3.3.6. Determinación de curvas de permeabilidad relativa

Las técnicas experimentales para evaluar permeabilidad relativa se clasifican en pruebas de estado estacionario, en el cual fluidos inmiscibles son inyectados simultáneamente dentro de la muestra y pruebas de desplazamiento dinámico donde uno de los fluidos desplaza al otro (Araujo, 2004).

- a) **Pruebas de estado estacionario:** en el cual fluidos inmiscibles son inyectados simultáneamente dentro de la muestra. El petróleo y el agua se inyectan a una razón agua/petróleo particular constante. La inyección a esta razón constante se mantiene hasta que el flujo de salida de cada fase sea igual al flujo dentro de la muestra, es decir, hasta que se alcanza la condición de estado estacionario (Araujo, 2004).
- b) En este caso la permeabilidad relativa puede ser calculada directamente a partir de la ecuación de Darcy para flujo multifásico. Una vez determinadas

las propiedades geométricas de la muestra, y las propiedades de los fluidos (viscosidad del agua y del petróleo se usa la Ley de Darcy en su forma (ver ecuación 17) (Araujo, 2004).

$$q_i = \frac{k A \Delta P}{\mu_i L} * K_{ri} \quad Ec. (17)$$

Dónde:

q_i = Tasa del fluido en estudio (agua o petróleo) (cm^3/s)

k = Permeabilidad absoluta (Darcys)

A = Area (cm^2)

ΔP = Diferencial de presión (psi)

μ_i = Viscosidad del fluido (cP)

L = Longitud (cm)

K_{ri} = Permeabilidad relativa del fluido (Darcys)

c) Pruebas de desplazamiento dinámico: donde uno de los fluidos inmiscibles desplaza al otro. Es más rápido que el método estacionario, sin embargo, el análisis matemático es más complicado, generalmente se usa la teoría desarrollada por Buckley y Leverett y extendida por Welge para el análisis de los datos experimentales obtenidos con esta metodología (Araujo, 2004).

En el laboratorio, se utiliza una celda tipo Hassler y bombas de desplazamiento de tasa constante. La muestra es colocada en la sección central de un porta muestra y en los extremos se colocan dos anillos piezoeléctricos para la determinación de la caídas de presión a través del núcleo, con esto se elimina buena parte de los efectos de

borde. Para determinar K_{wo} la muestra se satura con crudo y agua de formación. Luego se desplaza un pequeño volumen de agua simultáneamente con el petróleo para incrementar la saturación de agua en el núcleo (Araujo, 2004).

La aproximación al equilibrio del sistema de flujo bifásico se registra mediante la observación de los cambios de presión, cuando la presión se estabiliza, la saturación de líquido se toma constante. La presión y tasa de flujo son utilizadas para calcular las permeabilidades efectivas y relativas (Araujo, 2004).

Una de las ventajas de este método con respecto al estado estacionario es que se puede medir la caída de presión, las tasas de flujo y la saturación del fluido como función del tiempo. En el diseño de experimentos para determinar permeabilidad relativa con este método es necesario que, (Araujo, 2004).

- ✓ El gradiente de presión sea lo suficientemente grande para minimizar efectos de presión capilar.
- ✓ La diferencia de presión a través del núcleo debe ser lo suficientemente pequeña, comparada con la presión operacional total de modo que los efectos de compresibilidad sean insignificantes.
- ✓ El núcleo debe ser homogéneo.
- ✓ La tasa de flujo y propiedades de los fluidos deben permanecer constante durante la prueba.

2.2.3.3.7. Correlaciones para la realización de las curvas de permeabilidad relativa.

- ✓ **Método JBN (Glover, 2013).**

El método JBN desarrollado por Johnson, Bossler y Nauman, basándose parcialmente en un trabajo previo de Welge, así como en la conocida teoría de Buckley y Leverett para el desplazamiento de dos fluidos incomprensibles e inmiscibles a través de un medio poroso homogéneo, es un modelo matemático que

determina las permeabilidades relativas y comprende un conjunto de ecuaciones que se obtienen a partir de principios de conservación y de leyes básicas, como el principio de conservación de la masa y la ley de Darcy, los cuales se combinan con la teoría de desplazamiento de Buckley y Leverett (Contreras y García, 2001). A continuación se presentan las ecuaciones presentadas en el método JBN.

- Saturación de agua irreducible

$$S_{wirr} = \frac{V_p - V_{ad}}{V_p} \quad Ec. (18)$$

Dónde:

V_p = Volumen poroso

V_{ad} = Volumen de agua desplazado

- Saturación de agua promedio

$$S_{wp} = \frac{V_o}{V_p} + S_{wir} \quad Ec. (19)$$

Dónde:

V_o = Volumen de crudo

V_p = Volumen poroso

- Agua inyectada acumulada

$$WID = \frac{V_o}{V_p} \quad Ec. (20)$$

Dónde:

V_o = Volumen de crudo

V_p = Volumen poroso

- Radio de inyección

$$I_r = \frac{\Delta p_i}{\Delta p} \quad \text{Ec. (21)}$$

Dónde:

Δp_i = Diferencial de presión en las condiciones iniciales

Δp = Diferencial de presión en cada fracción

- Delta 1

$$\Delta 1 = \frac{1}{WID_n} - \frac{1}{WID_n - 1} \quad \text{Ec. (22)}$$

- Delta 2

$$\Delta 2 = \frac{1}{WID_n} * I_{rn} - \frac{1}{WID_n - 1} * I_{rn} - 1 \quad \text{Ec. (23)}$$

- Flujo fraccional de crudo

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{k_{rw} * \mu_o}{K_{ro} * \mu_w}} \quad \text{Ec. (24)}$$

- Saturación de agua final

$$S_w = S_{wp} - (f_o * WID) \quad \text{Ec. (25)}$$

- Permeabilidad relativa al crudo

$$K_{ro} = f_o * \frac{\Delta 2}{\Delta 1} \quad \text{Ec. (26)}$$

- Permeabilidad relativa al agua

$$K_{rw} = K_{ro} * \frac{\mu_w * (1 - f_o)}{\mu_o * f_o} \quad \text{Ec. (27)}$$

✓ **Correlaciones de Willie (Escobar, s. f.)**

Willie presenta un conjunto de ecuaciones para el cálculo de las permeabilidades relativas del petróleo y el agua, en función a la saturación de la fase mojante. Las ecuaciones expuestas por Willie poseen una serie de potencias cuyos números están asociados a sistemas de arenas no consolidadas con grano pobremente clasificado y se presentan a continuación:

- Saturación

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec. (28)}$$

- Permeabilidad relativa al crudo

$$K_{ro} = (1 - S)^2 \quad \text{Ec. (29)}$$

- Permeabilidad relativa al agua

$$K_{rw} = S^3 \quad \text{Ec. (30)}$$

✓ **Correlaciones de Corey & Asociados (Escobar, s. f.)**

Corey & Asociados desarrollaron un modelo matemático para calcular las permeabilidades relativas del petróleo y el agua en función al aumento de la saturación de la fase mojante, por ello presenta ecuaciones cuyas potencias están asociadas a arenas durante un proceso de drenaje y para un proceso de imbibición.

- **Drenaje**

- **Saturación**

$$S = \frac{S_o}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec. (31)}$$

- **Permeabilidad relativa al agua**

$$K_{rw} = (1 - S)^2 \quad \text{Ec. (32)}$$

- **Permeabilidad relativa al crudo**

$$K_{ro} = S^3 \quad \text{Ec. (33)}$$

- **Imbibición**

- **Saturación**

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec. (34)}$$

- **Permeabilidad relativa al agua**

$$K_{rw} = S^3 \quad \text{Ec. (35)}$$

- **Permeabilidad relativa al crudo**

$$K_{ro} = (1 - S)^3 \quad \text{Ec. (36)}$$

2.2.3.4. Mojabilidad

La mojabilidad se refiere a la tendencia de un fluido a adherirse o esparcirse en una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. En un yacimiento de petróleo, la mojabilidad es una medida de la afinidad de la superficie de la roca por la fase petróleo o por la fase acuosa y determina la ubicación relativa de cada una de estas fases dentro del medio poroso (Araujo, 2004). En la Figura 2.10 se puede apreciar una representación gráfica.

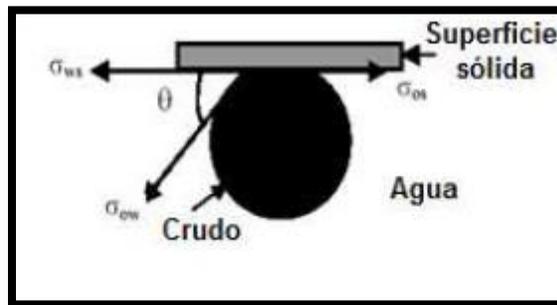


Figura 2.10. Ángulo de contacto para el sistema crudo/agua/sólido (Suarez, 2012)

2.2.3.4.1. Tipos de mojabilidad

Las características de mojado de una superficie mineral, dependen de la composición química del crudo, presión, temperatura, naturaleza de las paredes de los poros de las rocas, química del agua y la presencia de componentes activos en la superficie. Existe un amplio espectro de condiciones de mojado el cual incluye las siguientes condiciones de mojabilidad (Araujo, 2004):

- ✓ **Mojabilidad completa o uniforme:** comprende superficies minerales que presentan una afinidad marcada por un fluido. El fluido mojante se distribuye en el espacio poroso entre superficie de los poros y la fase no mojante.

- ✓ **Mojabilidad débil:** se presenta en superficies minerales que no poseen una afinidad muy marcada por un fluido, pero significativa si se compara con la afinidad hacia otros fluidos.

- ✓ **Mojabilidad intermedia o neutra:** comprende superficies minerales que no presentan preferencia marcada a un fluido u otro.

- ✓ **Mojabilidad fraccionada:** una porción de roca es fuertemente mojada por agua, mientras que la restante es mojada al petróleo. En este caso los componentes del crudo son fuertemente absorbidos en ciertas áreas de la roca, mientras que el resto presenta fuerte mojabilidad al agua.

- ✓ **Mojabilidad mixta:** las zonas de la roca mojada por petróleo forman partes continuas a través de los poros grandes, mientras que los poros pequeños permanecen mojados por agua.

- ✓ **Mojabilidad damaltiana:** es un tipo de mojabilidad fraccional a escala de segmento de poro.

2.2.3.4.2. Métodos para la determinación de la mojabilidad

Entre los diferentes métodos existentes para evaluar la mojabilidad de superficies sólidas, están los que permiten la evaluación cuantitativa, por ejemplo a través de la medición de ángulos de contacto. Además los que permiten una evaluación cualitativa, entre lo que se encuentran el análisis de curvas de permeabilidad relativa en función de saturación de la fase mojante, pruebas de imbibición espontánea de agua o petróleo, pruebas de adhesión, medición del tiempo de inmersión, pruebas de avance capilar, entre otros (Araujo, 2004). Los métodos más importantes son:

a) Método del ángulo de contacto

La mojabilidad puede ser evaluada cuantitativamente a través del ángulo de contacto, el cual es por definición, el ángulo que forma la superficie de un líquido al entrar en contacto con un sólido en presencia de otro fluido inmisible (Suarez, 2012)

El ángulo de contacto (θ), es un importante parámetro termodinámico que caracteriza la interacción entre un sólido, dos fluidos y la interfase. Para explicar el fenómeno, se puede recurrir al ejemplo clásico del sistema formado por un sólido ideal, rígido, liso y químicamente homogéneo, sobre el cual descansa una gota de líquido en equilibrio con su vapor, como se muestra en la Figura 2.11. (Suarez, 2012).

Cuando una gota de un líquido se coloca sobre la superficie del sólido, puede ocurrir dos situaciones de equilibrio: mojado parcial (Figuras 2.11 a y 2.11 b) con un ángulo de contacto finito, o mojado completo (Figura 2.11 c) en cuyo caso el ángulo de contacto entre la fase sólida y líquida es cero. En equilibrio el ángulo de contacto es función de las energías libres de la superficie del sustrato sólido y del líquido en contacto con el sólido, depende de la magnitud relativa entre las fuerzas moleculares existentes en el líquido (cohesión) y entre el líquido y el sólido (adhesión). En el caso de rocas de yacimiento, la situación es más compleja debido a que la medición involucra un crudo multicomponente, agua de formación con diferente composición iónica y pH, y sustratos sólidos de mineralogía ampliamente diferente y características rugosas (Suarez, 2012)

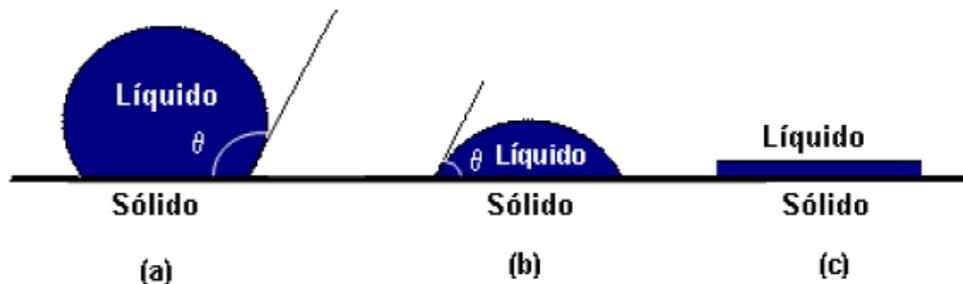


Figura 2.11. Gota en equilibrio sobre una superficie horizontal (Suarez, 2012)

El ángulo de contacto indica de manera cuantificativa y directa la tendencia de mojabilidad de una superficie. Un ángulo de contacto de 0° indica una mojabilidad total al agua, mientras que un ángulo de contacto de 180° indica una superficie completamente mojada al crudo, en el caso de presentarse un ángulo de contacto de 90° se dice que la superficie presenta una mojabilidad intermedia. Si el ángulo de contacto es menor a 90° se dice que la superficie presenta una mojabilidad al agua mientras si el ángulo es mayor a 90° se dice que la superficie presenta una mojabilidad al crudo.

Según Anderson (1986), clasifica la mojabilidad de una superficie como se muestra en la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Ángulos de los diferentes tipos de mojabilidad, según descrito por Anderson, 1986.

Tipo de Mojabilidad	Angulo ($^\circ$)
Mojabilidad al agua	0-75 $^\circ$
Mojabilidad intermedia	75-105 $^\circ$
Mojabilidad al crudo	105 $^\circ$ -180 $^\circ$

b) Método de Amott-Harvey

Este método determina la mojabilidad de rocas de yacimiento, combina la imbibición espontánea con el desplazamiento forzado para determinar la mojabilidad de una muestra de roca (Subhash, 2002).

Se basa en el hecho de que el fluido mojante generalmente es imbibido en forma espontánea dentro de la roca, desplazando al fluido no mojante. La imbibición se define como el desplazamiento de un fluido viscoso por otro fluido inmisible con

este. Finalmente el índice de Amott-Harvey se calcula a partir de la diferencia entre el índice de mojabilidad al agua y al aceite, mediante la ecuación 37. (Subhash, 2002).

$$\Gamma = \Gamma_w - \Gamma_o \quad \text{Ec. (37)}$$

A partir del índice de Amott-Harvey obtenido mediante el ciclo de imbibición y drenaje y su comparación con los índices de Amott reportados en la literatura, se puede determinar la mojabilidad de una muestra de núcleo. La tabla 2.3. presenta el espectro de mojabilidad de rocas porosas, obtenido mediante el uso del índice Amott-Harvey (Subhash, 2002).

Tabla 2.3. Relación entre el valor de índice de Amott-Harvey y la mojabilidad de una muestra de roca. (Saldaña, 2002)

Intervalo	Mojabilidad
$+0,3 \leq \Gamma \leq +1$	Hidrófila
$-0,3 \leq \Gamma \leq +0,3$	Neutral
$-1 \leq \Gamma \leq -0,3$	Oleófila

c) Métodos de curvas de permeabilidades relativas

La mojabilidad afecta la permeabilidad relativa ya que es un factor importante en el control de la ubicación, flujo y distribución espacial de los fluidos en el núcleo. Este método se puede utilizar para discernir la alteración de la mojabilidad inducida por surfactantes a través de modificaciones de permeabilidad relativa. El método consiste en el estudio detallado de las curvas de permeabilidades relativas para distinguir entre sistemas fuertemente mojados al agua y sistemas fuertemente mojados al aceite. Para ello se emplean como criterio las reglas de Craig, que permiten definir la mojabilidad a partir de parámetros como son, la saturación de agua irreducible, la saturación de agua en el punto de corte de las curvas de

permeabilidad relativa y la permeabilidad relativa al agua al final del desplazamiento. Las reglas de Craig se presentan en la tabla 2.4

Las reglas de Craig según Tapia 2008:

- Las saturaciones de agua irreducible (S_{wirr}) son usualmente mayores a 20 a 25% en sistemas mojados al agua, pero menores que 15% en rocas mojadas por crudo.
- Las saturación de agua a la cual la permeabilidad relativa del agua y la permeabilidad relativa del aceite son iguales en generalmente mayor del 50% para núcleos mojados por agua y menores del 50% para núcleos mojados por crudo.
- La permeabilidad relativa al agua al final del desplazamiento es generalmente menor al 50% en sistemas mojados por agua, pero mayor al 50% acercándose al 100% en los mojados por crudo.

Tabla 2.4. Reglas de Craig para la interpretación de la mojabilidad en medios porosos. (Craig, 1971)

	Mojado al petróleo	Mojado al agua
Saturacion de agua irreducible, S_{wirr}	< 15%	>20%
Sw del punto de intersección	< 50%	>50%
K_{rw} Sor	>0,5 y acercándose a 1	Generalmente <0,5

2.3. Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja ocupa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela y cubre una extensión aproximadamente de 55.314 Km², en las áreas al Sur de los Estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como el Delta Amacuro, siendo considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo. (Zambrano, 2016).

Las reservas de Petróleo Original En Sitio de la Faja, cifras oficiales de PDVSA, alcanzan hasta ahora 4 billones de barriles, entrampados estratigráficamente en yacimientos marinos marginales y fluviales de edad del Mioceno. (Zambrano, 2016)

En el sentido Este-Oeste, la Faja se puede dividir en cuatro áreas (Figura 2.12.), que a su vez se dividen en 27 bloques; las cuales corresponden a un sistema deltáico que desde el punto de vista genético, tuvo su origen en los sistemas fluviales del mismo Macizo Guayanés y cuyas características de acumulaciones petrolíferas y estados de conocimiento geológico son diferentes. (Zambrano, 2016)



Figura 2.12. Distribución de los bloques en la Faja (Zambrano, 2016)

En la Tabla 2.5, se muestra las características de la Faja Petrolifera del Orinoco con detalles.

Tabla 2.5. Características de la Faja Petrolífera del Orinoco (Zambrano, 2916)

CARACTERÍSTICAS	FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO
POES (MMBLS)	1.360
GEOLOGÍA	
Edad promedio	Terciario (Mioceno Temprano)
Litología	Areniscas cuarzosas no consolidadas
LITOLOGÍA	
Rango de Profundidad (pies)	253 - >3500
Presión del Yacimiento (PSI)	230 - 1750
Temperatura del yacimiento (°F)	98 - 170
Espesor de las arenas (PIES)	10 - 350
Kh/μ (md-pie/cp)	40 - 1000
Compresibilidad (10-6 Kpa-1)	2.0 - 5.0
Contenido de asfaltenos, azufre y metales	Alto

En la Tabla 2.6, se muestra las características de los bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Tabla 2.6. Características de los bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco.
(Zambrano, 2016).

CARACTERÍSTICAS	BOYACÁ (MACHETE)	JUNÍN (ZUATA)	AYACUCHO (HAMACA)	CARABOBO (CERRO NEGRO)
Nº de Bloques para nuevos negocios	7	13	8	5
Extensión Aproximada [Km²]	23.610	14.580	11.300	2.311
Ubicación	Guárico	Guárico, Anzoátegui	Anzoátegui, Monagas	Anzoátegui, Monagas
POES Estimado [MMBLS]	489	557	87	227
Presión inicial del yacimiento [Lpc]	690 – 1.520	230 – 1.750	530 – 1.500	671 – 1.550
Temperatura [°F]	100 - 125	98 - 170	111 - 150	108 - 132
Permeabilidad absoluta [D]	1 - 10	0,8 - 12	1 - 10	6 - 10
Saturación inicial de agua	30%	20%	18%	18%
Saturación inicial de petróleo	75%	75%	80%	82%
Porosidad promedio	30%	33%	32,5%	32%
RGP [PCN/BN]	60	58 - 200	30 - 160	66 – 155
Boi [BY/BN]	1,05	1,05	1,056	1,051
Rango de profundidad [PIES]	500 - 14.300	253 – 2.500	500 – 3.000	1.400 – 3.500
Rango de espesores de arena [PIES]	10 – 259	15 - 350	10 - 250	20 - 200
Rango °API	4 – 15	6 - 12	8 - 12	6 -10
Rango de viscosidades [cP]	500 – 67.500	5.000 – 50.000	1.000 – 8.500	1.700 - ≥ 25.000

Boyacá

El Área Boyacá (anteriormente conocida como Machete) corresponde a la parte más occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco y está ubicada en la parte sur – central del estado Guárico con una extensión superficial de aproximadamente 23.610 Km². Ésta área limita al este con el área de Junín, al norte con las asignaciones del

área mayor de las Mercedes, al sur con el río Orinoco y al oeste con Calabozo y San Fernando de Apure (Zambrano, 2016).

Junín

El área Junín (anteriormente conocida como Zuata) se encuentra ubicada en el Oriente de Venezuela en un área de 14.580 Km² enmarcada dentro de los estados Anzoátegui y Guárico. Por el Norte las ciudades más importantes son Barcelona y Puerto La Cruz, en el Estado Anzoátegui a unos 180 Km y por el Noroeste la ciudad de El Tigre a aproximadamente 120 Km. Está conformada por catorce (14) bloques y comprende las áreas operadas por PVDSA (Cabrutica) y Petrocedeño (PDVSA-TOTAL STATOIL), las cuales producen un crudo extrapesado con promedio de 8.5 °API y por mejoramiento se lleva a $\pm 32^{\circ}$ API (Zambrano, 2016).

Ayacucho

El área de Ayacucho (anteriormente conocida como Hamaca) se encuentra en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la parte Sur de los estados Monagas y Anzoátegui. Está situada en la parte Oriental de la FPO, al norte del Río Orinoco y de Ciudad Bolívar y tiene una superficie aproximada de 11.300 Km². Actualmente el área de Ayacucho se encuentra dividida en 8 bloques. Al norte se encuentra el área desarrollada por la empresa Petropiar (Asociación entre Chevron y PDVSA) y las cuatro áreas tradicionales desarrolladas por PDVSA (Arecuna, Bare, Cariña y Dobokubi) (Zambrano, 2016).

Carabobo

El Área de Carabobo (anteriormente conocida como Cerro Negro) geológicamente está ubicada en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur del Distrito Social de Morichal, con una extensión aproximada de 2311 Km². Actualmente el Área Carabobo comprende 3 bloques, Carabobo 1, Carabobo 2 y Carabobo 3 y dos empresas mixtas en operación: Petromonagas y Petrolera Sinovensa (Zambrano, 2016) (Zambrano, 2016).

2.4. Propiedades del yacimiento en estudio

El presente trabajo de investigación se basó en las características de un yacimiento perteneciente al bloque Petrocarabobo llamado Morichal en este caso Morichal inferior. El crudo acumulado en este yacimiento es un crudo extrapesado de 8,7 °API, con una viscosidad entre 1115cP -1450 cP a condiciones de yacimiento, una presión de 1400 psi y una temperatura de 70 °C. Por otra parte el yacimiento posee una porosidad promedio alrededor 30%, con permeabilidades que varían entre los 10000 mD (milidarcys) debido a que es un yacimiento de arenas no consolidadas.

En la tabla 2.7. Se puede observar propiedades del crudo utilizado en la investigación.

Tabla 2.7. Propiedades del Crudo Petrocarabobo Morichal inferior.

Densidad	1,0082 g/cm ³
Gravedad API	8,7 °API
Viscosidad (70°C)	1115cP -1450 cP

En la siguiente Tabla 2.8. Se refleja las propiedades del yacimiento Morichal inferior.

Tabla 2.8. Propiedades del yacimiento Morichal inferior.

Presión de yacimiento	1400 psi
Temperatura de yacimiento	70 °C
Porosidad	Alrededor de 30%
Permeabilidad	Alrededor de los 10000 mD

CAPITULO III

MARCO METODOLOGICO

En este capítulo se presentan los métodos y técnicas seguidos durante el desarrollo de la investigación. La organización y diseño del estudio en su totalidad está integrado por diferentes secciones que se señalan a continuación:

3.1. Tipo de investigación

Se destaca en dirección, que en función de las características derivadas del problema investigado y de los objetivos delimitados al inicio de la misma, este tipo de investigación se denominará explicativa.

En cuanto a este tipo de investigación, Arias F. (2006) indica que:

“La investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas (investigación post facto), como de los efectos (investigación experimental), mediante la prueba de hipótesis. Sus resultados y conclusiones constituyen el nivel más profundo de conocimientos.”

Esta investigación se considera explicativa ya que busca evaluar el uso potencial de surfactantes como alteradores de mojabilidad para crudos pesados y extrapesados mediante pruebas de laboratorio, tales como, el método de la gota cautiva y pruebas de desplazamiento a núcleos, para conocer la mojabilidad natural del yacimiento, la aplicabilidad de los surfactantes como alteradores de mojabilidad y para la recuperación mejorada del crudo.

3.2. Diseño de la investigación

Teniendo en cuenta los objetivos planteados Arias F. (2006) define que:

“La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)”

En referencia a la clasificación anterior, la investigación se definió como un diseño experimental, donde las variables independientes fueron los surfactantes, superficies de láminas de sílice, berea y caolonita, tiempo de envejecimiento y núcleos reales de yacimiento. Las variables dependientes fueron la mojabilidad y medidas de ángulo de contacto

3.3. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La técnica de recolección de datos es definido por Arias, F. (2012) como; el “conjunto de procedimientos y herramientas para recoger, validar y analizar la información necesaria que permita lograr los objetivos de la investigación”. Al hablar de técnicas e instrumentos de recolección de datos también se menciona el uso de fuentes primarias que son la que obtuvieron información a través del contacto directo con el objeto de investigación tal como lo es la observación.

En el estudio del ángulo de contacto a través del modelo de gota cautiva se utilizó el equipo OCA 20 y se leyeron los valores arrojados de los ángulos de contacto de la gota de crudo en estudio.

En el estudio de permeabilidad relativa se recolectaron volúmenes totales y parciales de fluidos desplazados (agua y petróleo) en el simulador físico y las presiones correspondientes a los volúmenes recolectados. Se registraron todas las variables en hojas de cálculos en el programa Microsoft Excel previamente diseñada con el método Corey & Asociados.

3.4. Técnicas de procesamiento y análisis de datos.

Para las pruebas en estático, se determinó el ángulo de contacto a través de lecturas directas en la cámara del equipo OCA 20, el cual arrojó valores de ángulos internos de la gota, usando el método de la gota cautiva. Seguidamente se procedió a calcular los ángulos externos de la gota de crudo en estudio mediante la diferencia entre 180° y el ángulo interno, para definir la mojabilidad que presenta la superficie.

Para las pruebas en dinámico, se recolectaron volúmenes de fluidos durante los ensayos realizados con el simulador físico que permitieron, mediante cálculos matemáticos, obtener valores de saturación de petróleo, saturación de petróleo residual y saturación de agua irreducible, que fueron utilizados para determinar las curvas permeabilidades relativas haciendo uso del modelo Corey & Asociados.

3.5. Descripción y uso de equipos

Se describirá cada equipo usado en el desarrollo de la investigación, los cuales fueron: Equipo OCA 20, CMS (Core Measurement System / Sistema de Medición de Núcleos) Modelo 300, y el Simulador físico de yacimiento.

Equipo OCA 20

El equipo OCA 20, permite determinar la mojabilidad, tensiones superficiales y energías superficiales en los sólidos y líquidos. El OCA 20 procesa las imágenes y facilita las mediciones con repetitividad. Este instrumento mide el ángulo de contacto mediante el análisis de la forma de la gota, a través del método de la gota cautiva que consiste en colocar una gota dentro de un fluido contra una superficie sólida.

A continuación se describirá los pasos que se siguieron para el uso adecuado del equipo:

- 1- Se encendió el equipo.
- 2- Se colocó la superficie en estudio en un porta muestra adaptado al tamaño de la celda del equipo.

- 3- Se procedió ajustar la superficie en el porta muestra.
- 4- Se añadió agua de formación correspondiente al campo Petrocarabobo dentro de la celda y se calentó a la temperatura de 70 °C.
- 5- Se procedió a abrir el software SCA 20.
- 6- Se seleccionó el método para procesar la medición, en este caso, el método de la gota cautiva.
- 7- Se colocó en la superficie de la muestra una gota del crudo en estudio, con ayuda de una jeringa micrométrica.
- 8- Se procedió a ajustar la línea horizontal del software con la superficie en estudio con el fin de que se sobreponga sobre la misma.
- 9- Se dejó un tiempo de estabilización del ambiente fisicoquímico unos 10 min por cada medición con cada gota y con cada superficie.
- 10- Se procedió a seleccionar la opción “medir”, y este equipo por sí solo arrojó valores de ángulos de contactos internos.

En la Figura 3.1. Se presenta el equipo OCA 20.

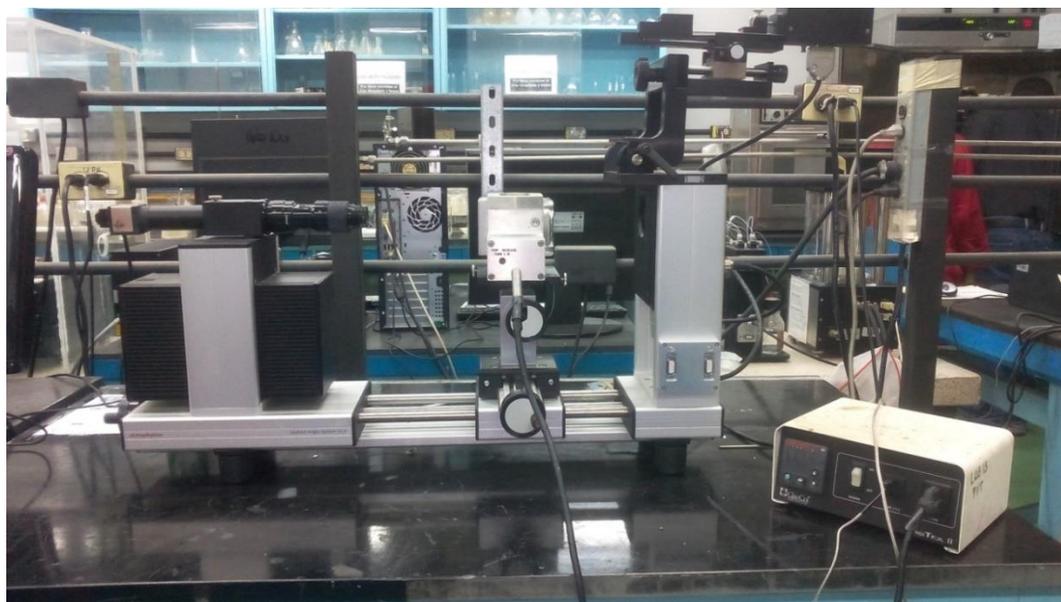


Figura 3.1. Equipo OCA 20.

***CMS (Core Measurement System / Sistema de Medición de Núcleos),
Modelo 300.***

El equipo CMS es utilizado para determinar dos propiedades de la caracterización petrofísica de las rocas yacimiento, como lo son la porosidad y la permeabilidad, mediante el método de inyección de gas el cual actúa sobre la base de la Ley de Boyle para la determinación de la porosidad y la Ley de Darcy para el cálculo de permeabilidad.

A continuación se describirá los pasos que se siguieron para el uso adecuado del equipo:

- 1- Se realizó medidas previas de diámetro de longitud y peso seco de los tapones de núcleos.
- 2- Se procedió a ingresar los valores obtenidos anteriormente como parámetros de entrada al equipo CMS modelo 300.
- 3- Se ingresó cada tapón en la celda del CMS.
- 4- El equipo arrojó dos propiedades de la caracterización petrofísica de las rocas de yacimiento como lo son la porosidad y la permeabilidad.

Simulador físico de yacimiento

- 1- Se introdujo en la celda triaxial el núcleo no consolidado previamente saturado con agua de formación sintética.
- 2- Se selló el sistema para aplicar la presión de confinamiento, la cual se ajusta según el campo en estudio mediante una bomba de jeringa marca Isco Teledyne (modelo 500D).
- 3- Se encendió el horno a la temperatura de prueba y se dejó por un lapso de tiempo de 3 horas, asegurando así el equilibrio de todo el sistema.
- 4- Se procedió a calibrar los transductores de presión (Valadyne).
- 5- Se abrieron las válvulas del fluido de inyección, en el proceso de drenaje.

- 6- Se inyectó crudo, el cual se encontraba contenido en uno de los dos cilindros tipo pistón del simulador físico, el otro cilindro contiene agua de formación,
- 7- Se estableció la tasa del fluido de inyección en la bomba Isco correspondiente y se inició la prueba de desplazamiento.
- 8- Se recolectó en la salida de la celda triaxial, el volumen de agua desplazada mediante un vial registrando el diferencial de presión en cada fracción recolectada, con el fin de obtener los puntos que dan origen a las curvas de permeabilidad relativa.

En la Figura 3.2. Se presenta el equipo de simulador físico de yacimiento.



Figura 3.2. Simulador físico de yacimiento.

3.6. Fases de la investigación

Para el desarrollo de los objetivos planteados se consideran las siguientes etapas, como se indica en la figura 3.3.

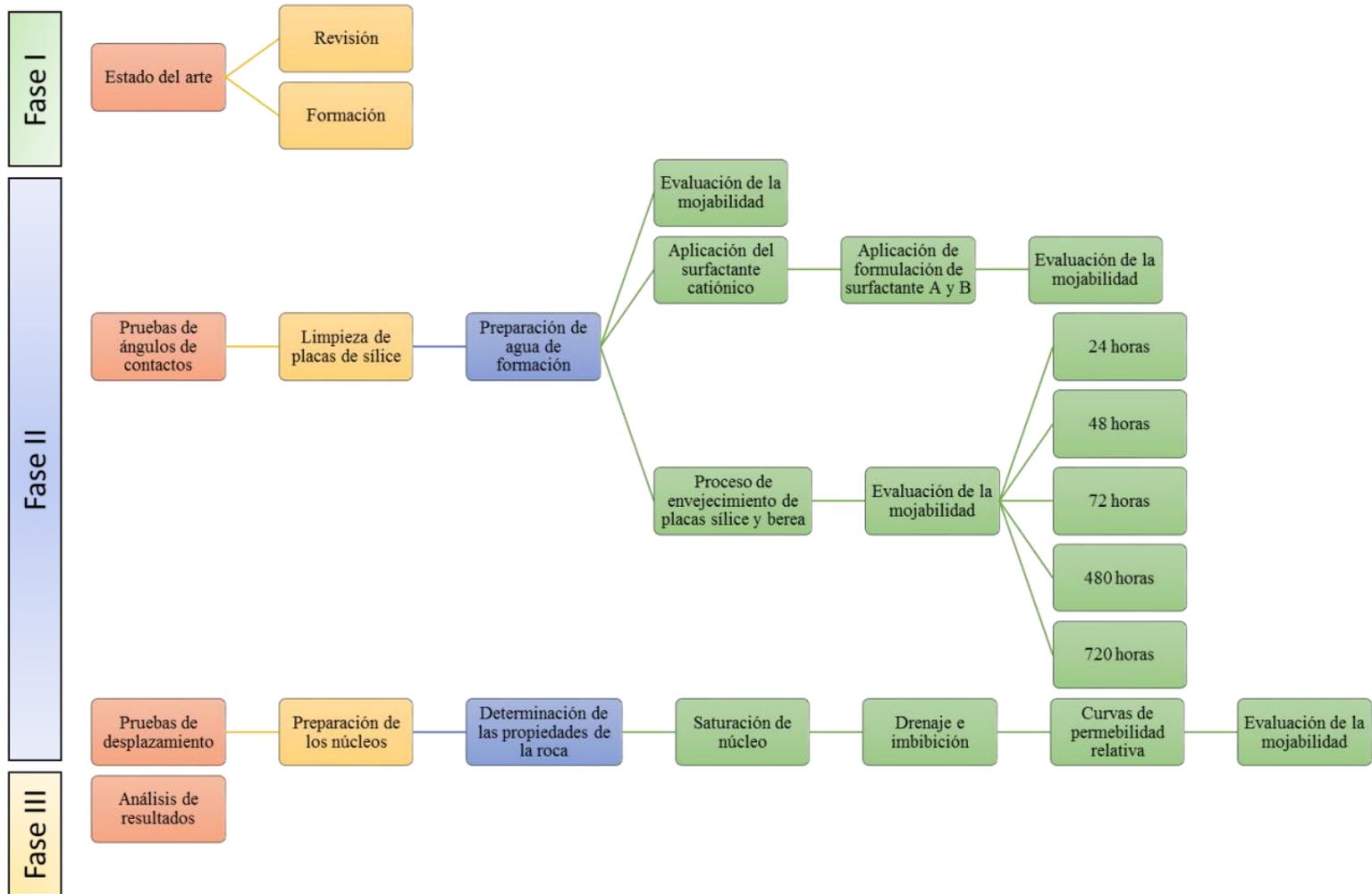


Figura 3.3. Esquema de las fases de la investigación.

3.6.1. Estado del arte

Se realizaron revisiones bibliográficas con el fin de recopilar investigaciones previas al presente trabajo para estudiar con detalle las metodologías empleadas durante el desarrollo y los conceptos básicos de ingeniería de yacimientos, principalmente lo que concierne a mojabilidad y la aplicabilidad de surfactantes en la recuperación mejorada de crudo. A su vez, en esta fase se contó con un proceso de formación para el uso correcto de los equipos de laboratorio, dirigido por un personal capacitado a fin de evitar errores técnicos que ocasionen retrasos en el tiempo de trabajo y evitar daños de los mismos.

3.6.2. Prueba de ángulo de contacto.

Para la realización de esta prueba se utilizó el equipo OCA 20. El mismo está conformado por una celda en la que se introduce un porta muestra (Figura 3.4.), que se coloca y se ajusta a la superficie a estudiar. Dicha celda es iluminada por una lámpara cuya intensidad es ajustable, el equipo también consta de un lente con un sistema integrado de enfoque fino y de una cámara digital. El software SCA 20 es el encargado de analizar y procesar las imágenes captadas por la cámara digital. Durante la ejecución de la prueba se acopla un regulador de temperatura con el fin de mantener la temperatura de yacimiento constante durante las mediciones. El uso del equipo OCA 20 permitió la medición del ángulo de contacto mediante el método de la gota cautiva.



Figura 3.4. Porta muestra.

3.6.2.1 Limpieza de las placas

No se realizó el proceso de limpieza en las superficies de berea y caolinita porque las mismas correspondían a arenas sintéticas que no habían sido expuestas al crudo. Por su parte, las placas de sílice son sensibles a cualquier tipo de contacto. A continuación, se presentan los pasos seguidos durante la limpieza de las placas de sílice:

- 1- Se enjuagaron previamente las placas con abundante agua y con jabón.
- 2- Se agregó etanol en las láminas.
- 3- Se colocaron a secar las láminas en el horno durante 24 horas.

3.6.2.2. Preparación de agua de formación

El agua de formación sintética se preparó mediante la disolución de sales inorgánicas en agua destilada, donde, la cantidad de cada una de estas sales varía según la composición del agua del yacimiento morichal inferior perteneciente al campo Petrocarabobo. A continuación se presentan los pasos para preparar dos litros de agua de formación:

- 1- Se agregó en un balón aforado medio litro de agua destilada.
- 2- Se sometió a agitación y a su vez burbujear dióxido de carbono durante 15 min.
- 3- Concurrido este tiempo se agregaron las distintas sales en el orden correspondiente para evitar su precipitación: NaHCO_3 , Na_2SO_4 , NaCl , $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, Na_2CO_3 , KCl , $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. En la tabla 3.1. Se muestra el orden y la cantidad exacta de las sales a usar para preparar dos litros de agua de formación.
- 4- Al finalizar se enrazó hasta el aforo del balón con agua destilada mientras continuaba en agitación y burbujear dióxido de carbono por 10 min más, con el fin de establecer un equilibrio en las sales.

Tabla 3.1. Masa de los compuestos para preparar dos litros de agua de formación del campo Petrocarabobo.

Compuesto	Formula química	Masa (g)
Bicarbonato de sodio	NaHCO ₃	4,81
Sulfato de sodio	Na ₂ SO ₄	0,08
Cloruro de sodio	NaCl	43,85
Cloruro de calcio	CaCl ₂ x2H ₂ O	2,47
Cloruro de magnesio	MgCl ₂ x6H ₂ O	2,24
Carbonato de sodio	Na ₂ CO ₃	0,04
Cloruro de potasio	KCl	0,47
Cloruro de bario	BaCl ₂ x2H ₂ O	0,03

3.6.2.3. Evaluación de la mojabilidad

- 1- Se usó el equipo OCA 20, siguiendo los pasos descritos anteriormente.

3.6.2.4. Aplicación del surfactante catiónico

- 1- Se usó un surfactante catiónico (Hymine de 50% activo y 2% peso/peso).
- 2- Se remojó de 1-10 minutos las placas en el surfactante catiónico.
- 3- Se secaron las láminas a 70 °C (24horas).
- 4- Se dejaron enfriar las láminas.
- 5- Se determinó el ángulo de contacto entre la superficie y la gota de crudo a través del equipo OCA 20 luego del proceso de aplicación del surfactante catiónico para verificar que éstas presentan una condición de mojabilidad al crudo.

3.6.2.5. Aplicación de formulación de surfactantes A y B

Por razones de confidencialidad se denotarán las formulaciones de surfactantes estudiadas como surfactante A y surfactante B, siendo ambos surfactantes no iónicos, la primera formulacion de tensiones bajas y la segunda de

tensiones ultrabajas. Estas formulaciones se aplicaron para evaluar su efecto como alteradores de mojabilidad sobre superficies mojadas al crudo

Una vez aplicado el paso anterior (Aplicación del surfactante catiónico (Hymine 50% activos y 2% peso/peso)) se procedió a aplicar la formulación A en las placas previamente tratadas con el surfactante catiónico. El proceso fue el siguiente:

- 1- Se remojó de 1-10 minutos las placas en el surfactante A.
- 2- Se secaron las placas a 70 °C (24horas).
- 3- Se dejaron enfriar las placas.
- 4- Se determinó el ángulo de contacto entre la superficie y la gota de crudo a través del uso del equipo OCA 20, con el fin de verificar el efecto de los surfactantes sobre la mojabilidad.

Para la formulación B se aplicó el procedimiento descrito anteriormente.

3.6.2.6. Proceso de envejecimiento de placas de sílice, berea y caolinita.

El estudio sobre la superficie de caolinita no se pudo llevar a cabo debido a que cuando la misma entró en contacto con el agua de formación correspondiente al yacimiento en estudio, no logró mantener su condición física original y se desmoronó. El procedimiento de envejecimiento de las placas de sílice y berea se presenta a continuación:

- 1- Una vez limpiadas las placas se procedió al envejecimiento de las mismas, se sumergieron en un frasco de vidrio las placas de berea y en otro frasco de vidrio las placas de sílice, donde contenía agua de formación y crudo del yacimiento Morichal inferior del campo Petrocarabobo (85% crudo-15% Agua de formación con la finalidad de simular las condiciones del yacimiento).
- 2- Se colocaron ambos frascos con el crudo, agua y placas en un horno a la temperatura de yacimiento, 70 °C

- 3- Se procedió a determinar el ángulo de contacto en 3 muestras de placas de berea y 3 muestras de placas de sílice a las 24 horas, 48 horas, 72 horas, 480 horas y 720 horas, a las 3 placas de berea y 3 placas de sílice con el uso del equipo OCA 20 a través del método de la gota cautiva.

En las Figuras 3.5. y 3.6. Se muestran las placas de berea en el sistema crudo/agua de formación y placas de sílice en el sistema crudo/agua de formación.



Figura 3.5. Placas de berea en un sistema crudo/agua de formación.



Figura 3.6. Placas de sílice en el sistema crudo/agua de formación.

3.6.3. Pruebas de desplazamiento

Una vez obtenidos los resultados de las pruebas estáticas, se procedió a evaluar las pruebas en dinámico para estudiar la mojabilidad natural en núcleos reales de yacimiento y el efecto de una formulación de surfactante como alterador de mojabilidad en los núcleos.

3.6.3.1 Preparación de los núcleos

Para la preparación de los núcleos fue necesario ajustar la presión de compactación, peso de la muestra y el porcentaje de humidificación en relación al peso de la arena para el campo estudiado, con el fin de obtener tapones de arenas con valores similares a la permeabilidad real de yacimiento en estudio.

El empaquetamiento de los tapones del campo Carabobo se inició con la ayuda de un embolo metálico de 1 ¹/₂ pulgadas de diámetro, previamente se partió de cilindros elaborados con papel de níquel-estaño de 7 cm de longitud aproximadamente, se usó una arena limpia preparada con una relación de humedad de agua destilada de 7% en base al peso neto de la arena asociada al tapón. A fin de darle consistencia a los tapones se le colocaron dos mallas metálicas de acero inoxidable en ambos extremos del cilindro, a fin de evitar la pérdida de granos. El procedimiento de empaque de la arena fue el siguiente:

- 1- Se empleó una espátula y se compactó con un mazo metálico la arena para permitir un mejor acomodo de los granos dentro de la manga metálica (cilindro) esta se hizo por intervalos hasta introducir toda la cantidad de arena correspondiente para los 7 cm de longitud de muestra.
- 2- Se procedió a colocar los tapones ya empaquetados en un equipo de confinamiento para someterlos a presión de compactación suministrada mediante una bomba de jeringa con un valor de presión de 1400 psi, para posteriormente ser llevadas a un horno a 70°C durante 24 horas, con la

finalidad de retirar las trazas de fluidos que aún puedan quedar en el interior de la muestra.

En la Figura 3.7, Se observa muestras de núcleos del yacimiento Morichal Inferior.



Figura 3.7. Núcleos del yacimiento Morichal Inferior.

3.6.3.2. Determinación de las propiedades de la roca

1. Se usó el equipo CMS (Core Measurement System / Sistema de Medición de Núcleos) modelo 300, siguiendo los pasos descritos anteriormente.
2. Se analizaron 4 muestras para una mejor representación de la mojabilidad correspondiente al yacimiento en estudio.
3. Se leyeron los valores de porosidad, volumen poroso y permeabilidad absoluta arrojados por el equipo CMS (Core Measurement System / Sistema de Medición de Núcleos) modelo 300.

En la Tabla 3.2. Se muestra las propiedades de las muestras en estudio.

Tabla 3.2. Propiedades de las muestras en estudio.

	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4
Kabs (mD)	9140	9140	9140	9140
Vp (cm³)	19,23	14,11	14,33	17,67
Porosidad	32,06	22,15	28,70	27,77

3.6.3.3. Saturación de los núcleos.

Se procedió a saturar los núcleos con el agua de formación sintética preparada, para ello se agregó la solución en un recipiente lo suficientemente grande para que la muestra quede totalmente sumergida y seguidamente se introdujo en una cámara de vacío por 20 min aproximadamente para asegurar la saturación del 100% de la muestra. Una vez terminada la saturación en la cámara de vacío la muestra se extrajo y se secó el exceso de fluido, se pesó en una balanza analítica. La saturación se completa cuando el peso de los tapones permanece constante ya que se garantiza que no se incorporó más agua en la misma.

3.6.3.4. Drenaje de los fluidos.

Ya saturado el tapón de arena al 100% en agua de formación, se procedió a realizar el drenaje, utilizando un simulador físico de yacimiento para realizar el desplazamiento de los fluidos, esto implica un desplazamiento de agua de formación sintética mediante inyección del crudo extrapesado de Petrocarabobo a tasas de 0,05 cm³/ min, en una celda triaxial a la presión de confinamiento de 1400 psi (presión de yacimiento) y una temperatura de 77°C la cual corresponde a la temperatura a la cual se alcanza el valor de viscosidad del crudo a las condiciones de yacimiento. A pesar de que la temperatura real del yacimiento es de 70 °C fue necesario incrementar la temperatura 7°C con el fin de garantizar la mejor aproximación al valor de viscosidad en el rango de 1115cP -1450 cP que es el valor real de la sección del yacimiento en estudio. La razón de esta modificación es que por estar trabajando con crudo muerto

el valor de viscosidad para 70 °C fue de 2424cP, condición que tiende a afectar la relación de movilidad del flujo de crudo pesado a través del medio poroso, ya que altos valores de viscosidad conducen a un coeficiente de fricción mayor que incrementa la adhesión de fluido sobre la red de poros. Esta variación en la temperatura indica que no se necesita gran cantidad de energía al momento de realizar las pruebas para emular las condiciones del yacimiento y así garantizar la relación de movilidad que rige este sistema. A partir del volumen poroso del tapón, se obtendrá el valor de Saturación de agua irreducible (S_{wirr}) por medio de la cuantificación del volumen desplazado.

El procedimiento para trabajar con el simulador físico se describe a continuación: en primer lugar el núcleo no consolidado previamente saturado con agua de formación sintética, se introdujo en la celda triaxial, se selló el sistema para aplicar la presión de confinamiento, la cual se ajusta según el campo en estudio mediante una bomba de jeringa marca Isco Teledyne (modelo 500D), luego de establecida esta presión, se enciende el horno a la temperatura de prueba y se dejó por un lapso de tiempo de 3 horas, asegurando así el equilibrio de todo el sistema. Transcurrido este tiempo, se procedió a calibrar los traductores de presión (Valadyne), para luego abrir las válvulas del fluido de inyección, en el proceso de drenaje se inyectó crudo, el cual se encuentra contenido en uno de los dos cilindros tipo pistón del simulador físico, el otro cilindro contiene agua de formación, así mismo simultáneamente se establece la tasa del fluido de inyección en la bomba Isco correspondiente y se inicia la prueba de desplazamiento. Luego se recolectó en la salida de la celda triaxial, el volumen de agua desplazada mediante un vial registrando el diferencial de presión en cada fracción recolectada, con el fin de obtener los puntos que dan origen a las curvas de permeabilidad relativa.

3.6.3.5. Imbibición de fluidos

De igual manera al proceso de drenaje explicado anteriormente, la muestra es llevada al simulador físico de yacimiento a fin de someterla al proceso de imbibición, lo que implica que el crudo extrapesado contenido en el tapón será desplazado por agua de formación sintética y alcanzar la saturación residual de crudo. La tasas de inyección que se usan son de $0,05 \text{ cm}^3/\text{min}$ y con las mismas características de presión y temperatura descritas en el proceso de drenaje.

Se recolectaron varios viales graduados con el fin de contabilizar el volumen de crudo desplazado que corresponde a las fracciones agua/crudo obtenidas, con viales de 1, 2 y 3 cm^3 sucesivamente (incrementando en cada paso el volumen recolectado). Simultáneamente, por cada vial recolectado se registró el diferencial de presión para el cálculo de las permeabilidades relativas de los fluidos en cada uno de estos puntos. La inyección de agua se realizó hasta que se produjo únicamente agua y el diferencial de presión del sistema se mantuvo constante, indicando la llegada a la saturación residual de crudo finalizando la prueba de desplazamiento.

3.6.3.6. Curvas de permeabilidad relativa.

Una vez finalizada las pruebas de desplazamiento, se recolectó la data experimental constituida por las dimensiones y propiedades petrofísicas de los tapones de arena sintética, viscosidades de los fluidos, volúmenes de los fluidos desplazados y el diferencial de presión en cada uno de los puntos de recolección de muestra a la salida del sistema. La data experimental se ingresó en una hoja de cálculo, se implementó el modelo Corey & Asociados que representa de una manera óptima el comportamiento de los fluidos mediante curvas de K_r , y de esta manera poder inferir la condición de mojado para sistemas no consolidados tomando como referencia las reglas de Craig las cuales consideran los valores de S_{wirr} , el punto de cruce de las curvas de permeabilidad relativa de crudo y agua para definir la condición de mojado de la arena en estudio.

Paris (2009) y Escobar (s.f) reportan diversos modelos matemáticos que permiten obtener curvas de K_r ejecutando pruebas de desplazamiento para sistemas no consolidados, entre ellos se citan la correlación de Willie y la correlación de Corey & Asociados. En la correlación de Corey & Asociados se presentan dos procesos: imbibición y drenaje, y como inicialmente no se conoce cuál es el fluido mojante, se toman en cuenta los dos procesos para no descartar cualquier descripción del reservorio. Con la finalidad de obtener un mejor comportamiento de las curvas de K_r más representativo para el yacimiento, se implementó un modelo matemático híbrido, el cual consistió en la modificación de los modelos Willie y Corey & Asociados utilizando ecuaciones del método JBN, esto debido a que la correlación de Willie y la de Corey & Asociados solo toman en cuenta la saturación de la fase mojante del sistema para el cálculo de las permeabilidades relativas de ambas fases mojante y no mojante, y era necesario incorporar los valores de diferencial de presión y viscosidad de los fluidos obtenidas en las pruebas de desplazamiento. La incorporación de los valores de diferencial de presión se realizó calculando las saturaciones de agua mediante la ecuación de método JBN (Ecuacion 18), que toma en cuenta el comportamiento del flujo fraccional del crudo, el cual describe un mejor perfil de saturación de la fase no mojante, razón por la cual se introduce un modelo híbrido JBN-Willie y JBN-Corey & Asociados en el procesamiento de los datos experimentales en los puntos de saturación (JBN) y para la obtención de las curvas de K_r .

3.6.4. Análisis de resultado

Una vez realizadas las actividades antes descritas, se procedió a analizar las gráficas y resultados obtenidos con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados. Los mismos serán presentados en el Capítulo IV del presente trabajo.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos en la investigación y sus respectivos análisis se presentan a continuación:

4.1. Evaluación del surfactante catiónico como alterador de mojabilidad en láminas de sílice, láminas de berea y caolinita.

Se determinó el ángulo de contacto entre la gota de crudo y las láminas de sílice y berea para determinar la mojabilidad natural. Para el caso de la caolinita no se pudo realizar la medición del ángulo de contacto debido a que la muestra en contacto con el agua de formación no mantuvo su condición física.

Para evaluar el surfactante catiónico como alterador de mojabilidad en láminas de sílice y berea se procedió a aplicar el surfactante sobre las superficies en estudio y se midió el ángulo de contacto.

En la Figura 4.1, se presenta la fotografía correspondiente a la lámina de sílice en blanco reportada por el equipo OCA 20. Se puede observar un ángulo interno de $103,3^\circ$. Para definir la mojabilidad que presenta la superficie, se procedió a calcular el ángulo externo entre la gota de crudo y la lámina de sílice, mediante la diferencia entre 180° y el ángulo interno, dando como resultado $76,7^\circ$.

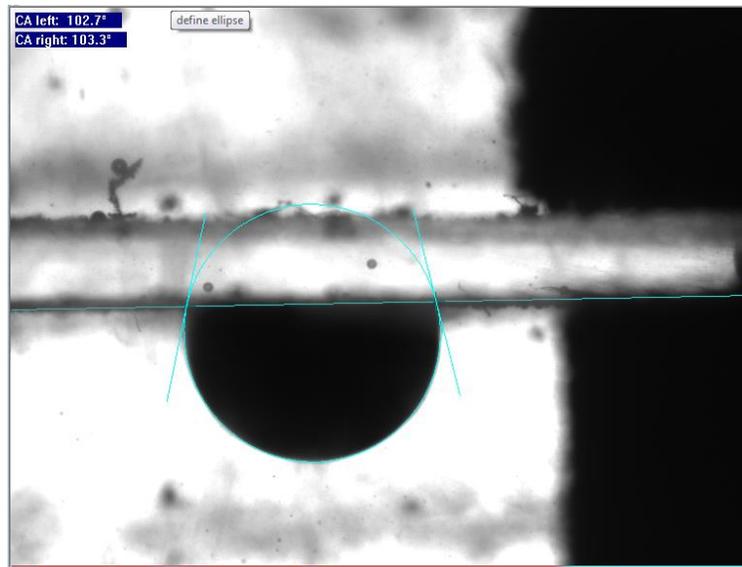


Figura 4.1. Lamina de sílice en blanco reportada por el equipo OCA 20.

En la Figura 4.2, se presenta la fotografía correspondiente a la lámina de sílice con surfactante catiónico reportada por el equipo OCA 20, de donde se obtuvo un ángulo de contacto interno de $73,7^\circ$ y un ángulo externo de $106,3^\circ$.

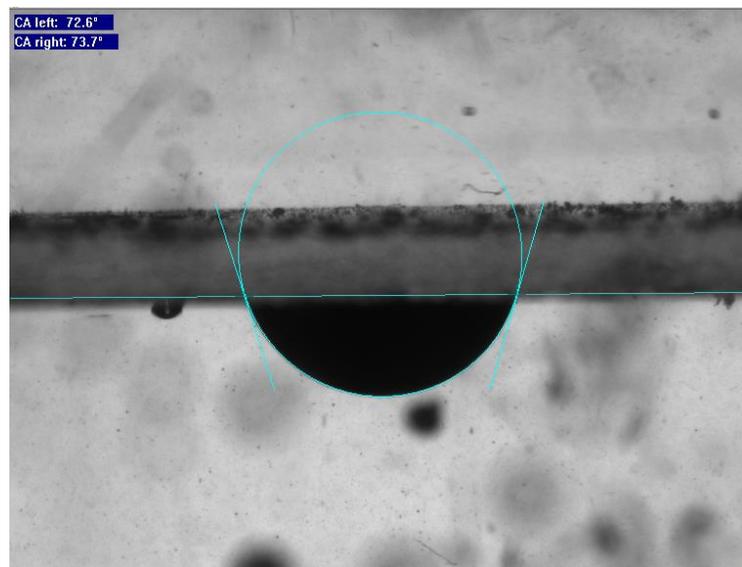


Figura 4.2. Láminas de sílice con surfactante catiónico reportada por el equipo OCA

20.

En la Tabla 4.1 se presentan los resultados obtenidos para el ángulo de contacto en láminas de sílice.

El experimento se llevó a cabo por triplicado para la superficie de sílice y se promediaron los valores de ángulos de contactos obtenidos.

Tabla 4.1. Promedio del ángulo de contacto en láminas de sílice con y sin surfactante catiónico.

	Promedio de ángulo (°)
Láminas de sílice (Blanco)	72,5
Láminas de sílice con surfactante catiónico	109,0

Se obtuvo un valor promedio de ángulo de contacto para las superficies de sílice de $72,5^\circ$ lo que indica que las láminas de sílice presentan una mojabilidad natural al agua según el autor Anderson (1986) (Tabla 2.3.).

En las láminas de sílice con surfactante catiónico se obtuvo un valor promedio de ángulo de contacto de $109,0^\circ$, lo que indica que las láminas de sílice bajo el efecto del surfactante catiónico, presenta una preferencia hacia al crudo según el autor Anderson (1986), (Tabla 2.3.).

En la Figura 4.3, se presenta la fotografía correspondiente a la lámina de berea en blanco reportada por el equipo OCA 20. Se puede observar un ángulo interno de $115,1^\circ$. Para definir la mojabilidad que presenta la superficie, se procedió a calcular el ángulo externo entre la gota de crudo y la lámina de sílice dando como resultado $64,9^\circ$.

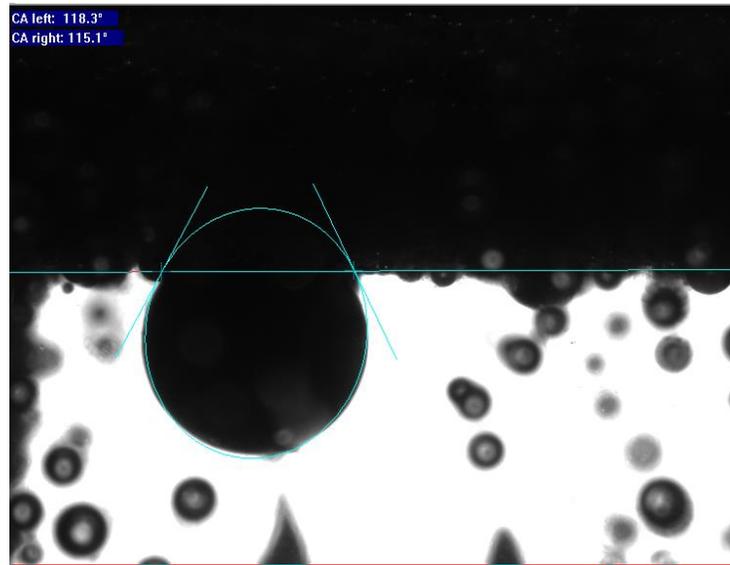


Figura 4.3. Lamina de berea en blanco reportada por el equipo OCA 20.

En la Figura 4.4, se presenta la fotografía correspondiente a la lámina de berea con surfactante catiónico reportada por el equipo OCA 20, de donde se obtuvo un ángulo de contacto interno de $72,3^\circ$ y un ángulo externo de $107,7^\circ$.

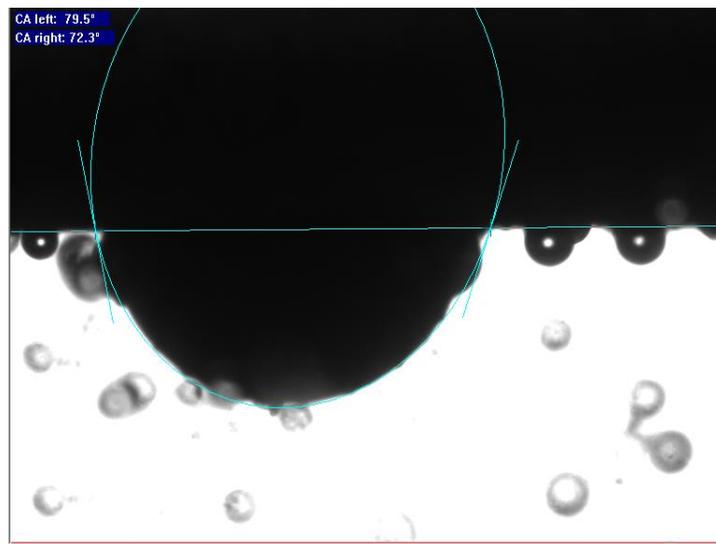


Figura 4.4. Láminas de berea con surfactante catiónico reportada por el equipo OCA 20.

El experimento en láminas de berea se llevó a cabo por triplicado y se promediaron los valores de ángulo de contacto, los resultados se encuentran reflejados en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Promedio del ángulo de contacto en láminas de berea con y sin surfactante catiónico.

	Promedio de ángulo (°)
Láminas de berea (Blanco)	46.5
Láminas de berea con surfactante catiónico	103.8

En las láminas de berea se obtuvo un valor promedio de ángulo de contacto de 46,5° lo que representa una mojabilidad natural al agua según lo descrito por el autor Anderson (1986) (Tabla 2.3.)

Por su parte, para las láminas de berea con surfactante catiónico se obtuvo un valor promedio de ángulo de contacto de 103,8° lo que indica que las láminas de berea bajo el efecto del surfactante catiónico, presenta una preferencia hacia al crudo según el autor Anderson (1986), (Tabla 2.3.).

Tal como se esperaba las láminas de sílice y berea presentaron una mojabilidad natural al agua, esto se debe a la fuerte interacción química que existe entre las moléculas del agua y las láminas. Entre estas interacciones se pueden mencionar las de Van der Waals y los puentes de hidrógeno.

Se observa un cambio de mojabilidad en las superficies de sílice y berea al aplicar el surfactante catiónico debido a que el mismo se adsorbe sobre partículas con cargas negativas haciendo que se fije a las moléculas de las láminas formando una capa hidrófoba.

Se aplicó el surfactante catiónico en las superficies mencionadas con la finalidad de cambiar la mojabilidad natural de las mismas, con los resultados

obtenidos se observó la efectividad del surfactante en estudio, originando el cambio de mojado al agua a mojado al crudo.

4.2. Evaluación del efecto de dos formulaciones de surfactantes sobre la mojabilidad en superficies de sílice y berea mojadas al crudo a través de mediciones experimentales de ángulo de contacto.

Para evaluar el efecto de dos formulaciones de surfactantes en láminas de sílice y berea, tratadas previamente con el surfactante catiónico, sobre la mojabilidad para generar el cambio de mojado al crudo a mojado al agua se procedió a realizar la medición del ángulo de contacto por triplicado para láminas de sílice y berea obteniendo un promedio de los ángulos.

En la Figura 4.5, se presenta la fotografía correspondiente a la lámina de sílice con surfactante A reportada por el equipo OCA 20, de donde se obtuvo un ángulo de contacto interno de $120,5^\circ$ y un ángulo externo de $51,5^\circ$.

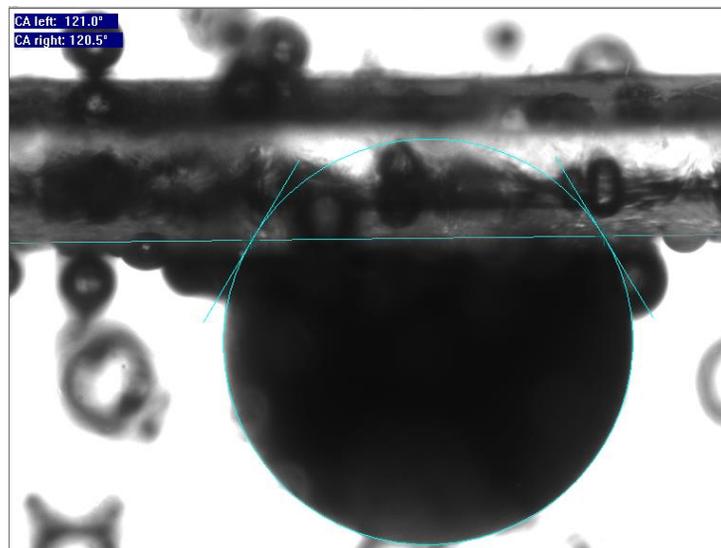


Figura 4.5. Lámina de sílice con surfactante A

En la Figura 4.6, se presenta la fotografía correspondiente a la lámina de sílice con surfactante B reportada por el equipo OCA 20, de donde se obtuvo un ángulo de contacto interno de $152,8^\circ$ y un ángulo externo de $27,2^\circ$.

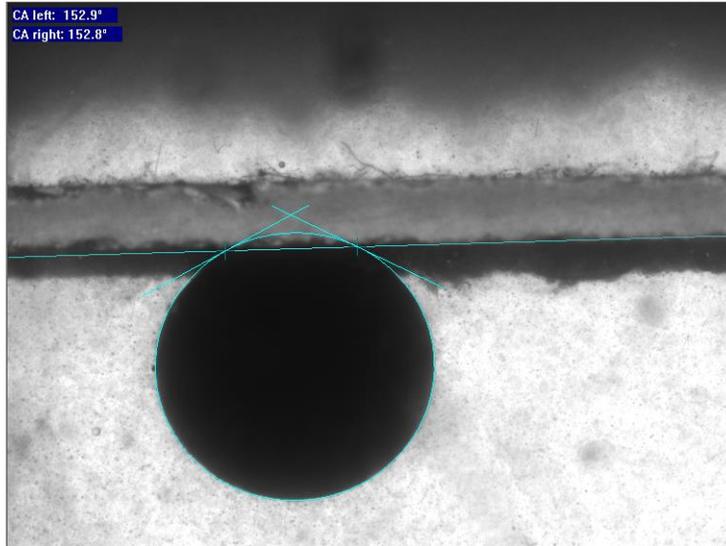


Figura 4.6. Lámina de sílice con surfactante B

En la Tabla 4.3, se presenta el promedio del ángulo de contacto en láminas de sílice con dos formulaciones de surfactantes.

Tabla 4.3. Promedio del ángulo de contacto en láminas de sílice con dos formulaciones de surfactantes.

	Promedio de ángulo ($^\circ$)
Láminas de sílice con surfactante A	47,5
Láminas de sílice con surfactante B	36,3

En la Tabla 4.3, se observa un valor promedio de $47,5^\circ$ para las láminas de sílice con surfactante A y, $36,3^\circ$ para el caso del surfactante B, lo que indica que la superficie esta mojada por agua.

Con los resultados obtenidos en láminas de sílice se garantizó la efectividad de ambos surfactantes como alteradores de mojabilidad cambiando de un comportamiento mojado al crudo a un comportamiento mojado al agua.

En la Figura 4.7, se presenta la fotografía correspondiente a la lámina de berea con surfactante A reportada por el equipo OCA 20, de donde se obtuvo un ángulo de contacto interno de $104,6^\circ$ y un ángulo externo de $75,4^\circ$.

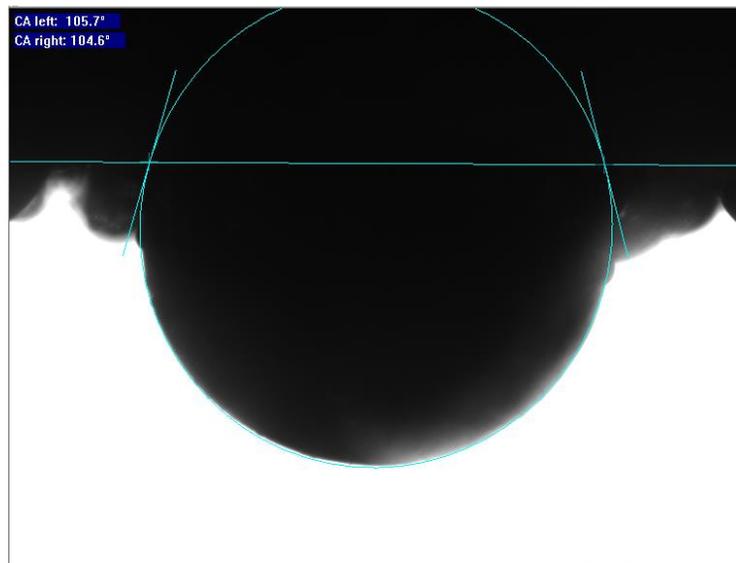


Figura 4.7. Lámina de berea con surfactante A

En la Figura 4.8, se presenta la fotografía correspondiente a la lámina de berea con surfactante B reportada por el equipo OCA 20, de donde se obtuvo un ángulo de contacto interno de $130,7^\circ$ y un ángulo externo de $49,3^\circ$.

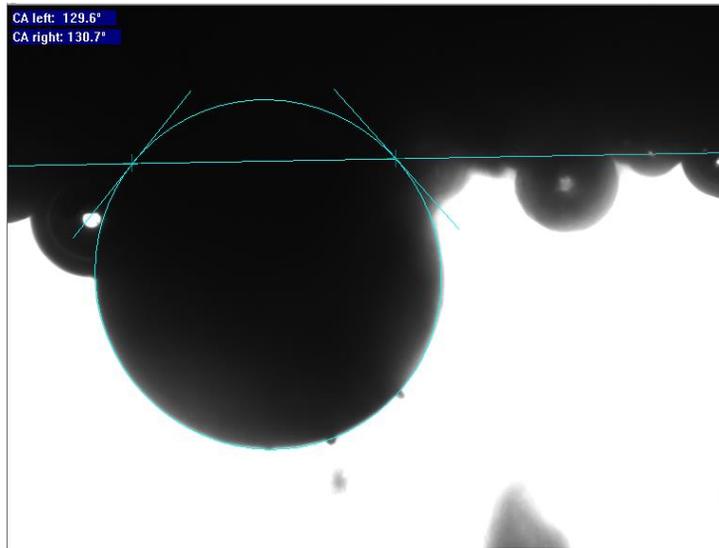


Figura 4.8. Lámina de berea con surfactante B

En la Tabla 4.4, se presenta el promedio del ángulo de contacto en láminas de berea con dos formulaciones de surfactantes.

Tabla 4.4. Promedio del ángulo de contacto en láminas de berea con dos formulaciones de surfactantes.

	Promedio de ángulo (°)
Láminas de berea con surfactante A	65,5
Láminas de berea con surfactante B	54,0

En la Tabla 4.4, se observa un valor promedio de 65,5° para las láminas de berea con surfactante A y, 54,0° para el caso del surfactante B, lo que indica superficie esta mojada por agua.

Con los resultados obtenidos en láminas de berea se garantizó la efectividad de ambos surfactantes como alteradores de mojabilidad cambiando de mojado al crudo a mojado al agua.

El resultado obtenido para ambas superficies representan una buena condición de mojado cuando se habla de recuperación de crudo en el yacimiento, debido a que

cuando una roca es mojada al agua existen bajas tensiones interfaciales que reducen las fuerzas capilares que atrapan al crudo en los poros de la roca permitiendo que el crudo se desplace con mayor facilidad al momento de ser recuperado (Bailey, 1984).

4.3. Estudio de la influencia del crudo como alterador de la mojabilidad en sistemas crudo/agua de formación/láminas de sílice y berea.

Se estudió la influencia del crudo en el tiempo como alterador de la mojabilidad en sistemas crudo/agua de formación/láminas de sílice y berea a una temperatura de yacimiento de 70°C. Las propiedades del crudo del campo en estudio, se encuentran en la tabla 2.8.

Los resultados obtenidos en la determinación del ángulo de contacto sobre las láminas de sílice expuestas a tiempos de envejecimiento de 24, 48, 72, 480 y 720 horas, en contacto con agua de formación y crudo, se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5. Promedio del ángulo de contacto en diferentes tiempos de envejecimiento en láminas de sílice y de berea.

Tiempo de envejecimiento (Horas)	Promedio de ángulo (°)	
	Sílice	Berea
24 horas	26,2	42,3
48 horas	39,9	43,2
72 horas	40,46	37,3
480 horas	44,9	38,7
720 horas	65,1	36,9

Al analizar los ángulos de contactos promedio de láminas de sílice, en los tiempos de envejecimiento se observó, que el valor promedio inicial fue de 26,2°, dando un resultado fuertemente mojado al agua, a medida que transcurrió el tiempo de envejecimiento el ángulo fue incrementando y a los 720 horas de envejecimiento

la medida experimental del ángulo de contacto arrojó un valor promedio de $65,1^\circ$, mostrando que la superficie se encontró mojada al agua, es decir que para el experimento realizado en 720 horas no se evidenció un cambio en la mojabilidad.

Con respecto al análisis de los ángulos de contactos promedio en láminas de berea, en los tiempos de envejecimiento previamente mencionados, se observó, que el valor promedio inicial es de $42,3^\circ$, lo que representó una mojabilidad al agua. A las 720 horas de envejecimiento el ángulo de contacto arrojó un valor promedio de $36,9^\circ$ lo que representa una mojabilidad al agua.

El resultado obtenido del ángulo final para láminas de berea no fue el esperado debido a que al transcurrir el tiempo de exposición de las láminas bajo el ambiente fisicoquímico ya mencionado, el ángulo de contacto debe aumentar por los componentes activos presentes en el crudo. Según Anderson (1986), los componentes activos en el crudo son generalmente polares y se adsorben sobre la superficie de la roca generando un cambio en la mojabilidad causando que la superficie sea afín al petróleo. Este resultado, puede ser debido a las rugosidades y porosidades de las superficies presentes en la berea lo que causó alteración en la gota de crudo y por ende una medición errada del ángulo de contacto al ser colocada en la superficie. Sin embargo, los valores obtenidos entre el valor inicial y el valor final del ángulo de contacto en láminas de berea entran en el rango de error del equipo, el cual es de unos 10° . Sin embargo el resultado obtenido no representa un cambio en la mojabilidad.

Para el estudio de ambas superficies mineralógicas, se puede concluir que la diferencia entre los ángulos de contactos iniciales y finales no representa un cambio relevante en la mojabilidad, puesto a que los resultados obtenidos demuestran que las superficies presentan un comportamiento de mojabilidad al agua en los diferentes tiempos. Esto puede ser debido a las superficies minerales estudiadas ya que estudios anteriores han demostrado que las superficies de sílice y areniscas presentan afinidad al agua, mientras que los carbonatos presentan preferencia al crudo. Otro factor importante es la química del agua de formación ya que pueden existir cationes

multivalentes en el agua del yacimiento en estudio, los cuales aumentan la adsorción de surfactantes sobre la superficie mineral, haciendo que la roca sea preferencialmente mojada al agua (Anderson, 1986).

4.4 Curvas de permeabilidad relativa

Para definir las condiciones de mojado de cuatro muestras de núcleos reales del campo a través de las curvas de permeabilidad relativa se empleó como criterio las reglas de Craig, las cuales están presentadas en la tabla 2.5. Las curvas de permeabilidades relativas para cada muestra fueron realizadas bajo las correlaciones de Corey & Asociados. En la tabla 3.2. se presentan las propiedades de las muestras.

En el presente estudio se fijó una tasa de inyección con un valor de $0,05 \text{ cm}^3/\text{min}$ y presión de confinamiento de 1400 psi (presión de yacimiento) y una temperatura de 77°C .

En la figura 4.9 se presentan las curvas de permeabilidad relativas obtenidas para la muestra 1.

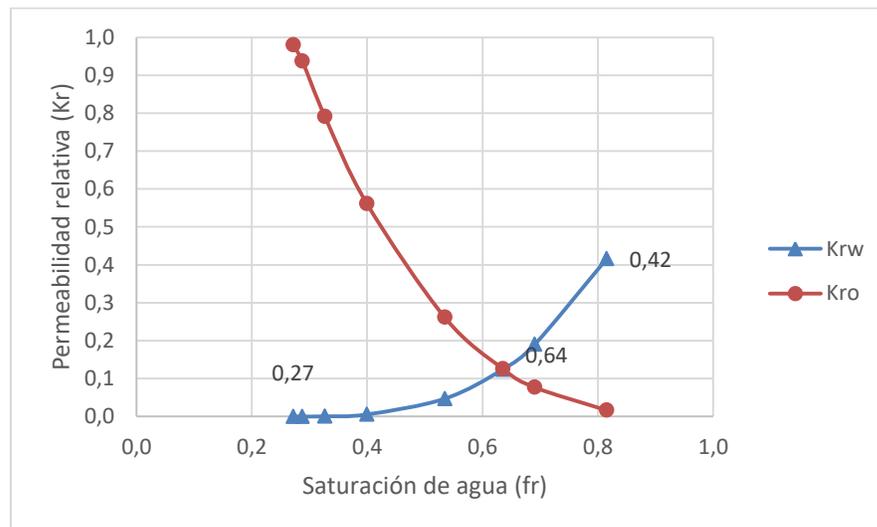


Figura 4.9. Curvas de permeabilidad relativa, muestra 1.

Al comparar los resultados presentados en la Figura 4.9, con la regla de Craig se obtuvo que para el estudio de la muestra 1, el primer parámetro en estudio es el de la saturación de agua irreducible que tiene un valor de 27%, siendo mayor a 20%, por lo que este parámetro indica que la muestra 1 es mojado al agua. El segundo parámetro en estudio de acuerdo a Craig es la lectura del punto de intersección de ambas curvas de permeabilidad relativa, para la muestra 1 la intersección de las mismas arrojó un valor de 64%, indicando un comportamiento mojado al agua, debido que es mayor a 50%, según lo reportado por Craig. Por último, el tercer parámetro en estudio fue el valor de la permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual el cual es de 0,42 siendo menor a 0,5, evidenciando un comportamiento mojado al agua según Craig, tabla 2.5.

En lo referente a los resultados obtenidos en la muestra 1 se puede concluir que presenta una condición final de mojado al agua.

En la Figura 4.10 se presentan las curvas de permeabilidad relativas obtenidas para la muestra 2.

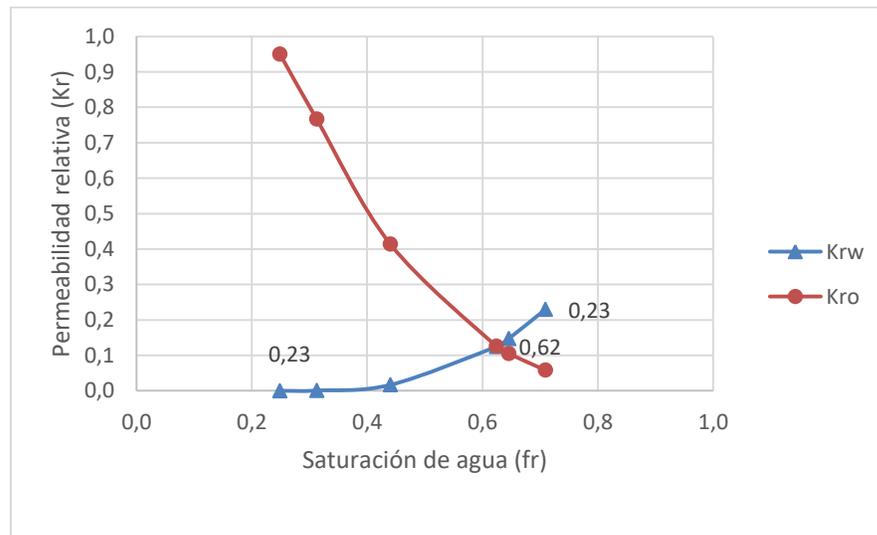


Figura 4.10. Curvas de permeabilidad relativa, muestra 2.

Se rigió bajo las reglas de Craig, al analizar la muestra 2, el primer parámetro en estudio con un valor de saturación de agua irreducible de 23%, representó un comportamiento mojado al agua, para el segundo parámetro en estudio, la muestra arrojó un punto de intersección de las curvas de permeabilidad relativa de 62% y por último el tercer parámetro en estudio de 0,23. Por los resultados obtenidos en la muestra 2 se evidenció una condición final de mojado al agua.

En la Figura 4.11 se presentan las curvas de permeabilidad relativas obtenidas para la muestra 3.

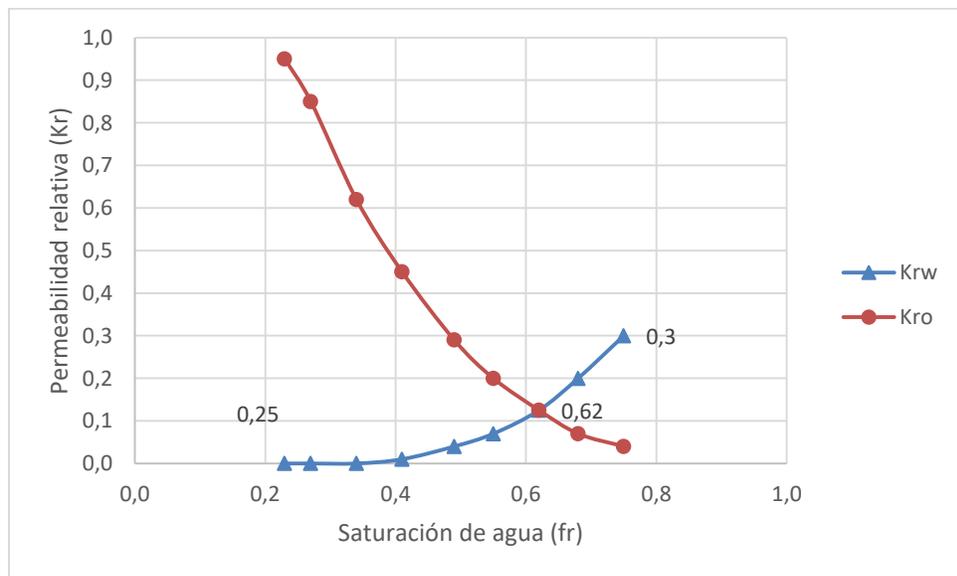


Figura 4.11. Curvas de permeabilidad relativa, muestra 3.

En el estudio de la muestra 3, el primer parámetro tiene un valor de 25% presentando un condición de mojado al agua, para el segundo parámetro en estudio, la muestra arrojó un punto de intersección de las curvas de permeabilidad relativa con un valor de 62% y por último el tercer parámetro fue de 0,30. Por los resultados obtenidos de los parámetros en estudio de la muestra 3 presentó una condición final de mojado al agua.

En la figura 4.12 se presentan las curvas de permeabilidad relativas obtenidas para la muestra 4.

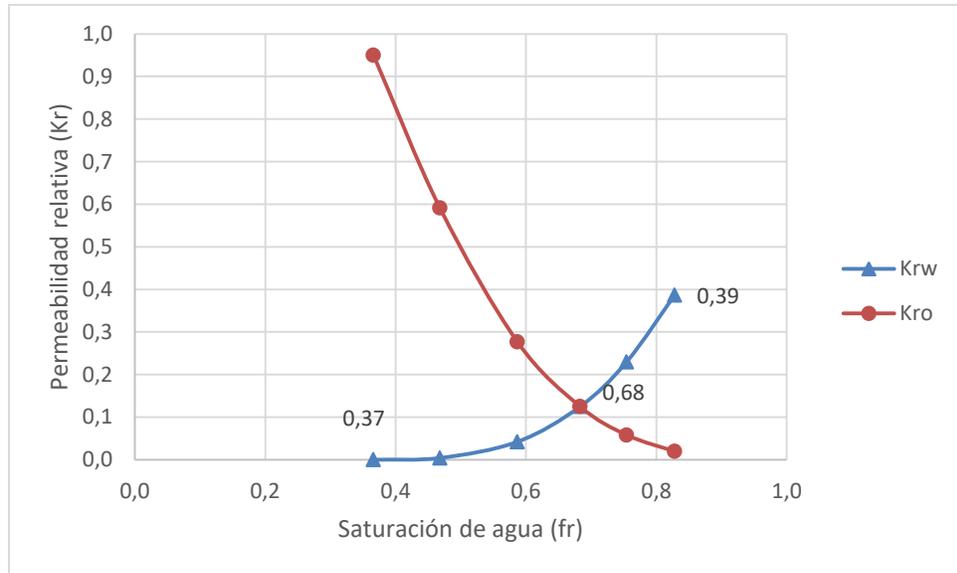


Figura 4.12. Curvas de permeabilidad relativa, muestra 4.

En la muestra 4, el primer parámetro tiene un valor de 37%, siendo mayor a 20% de saturación de agua irreducible presentado un comportamiento de mojado al agua. El segundo parámetro en estudio, presentó un valor de 68% por lo que indica una condición de mojado al agua, por último el tercer parámetro en estudio fue de 0,39. Por los resultados obtenidos en la muestra 4 se evidenció una condición fuertemente mojado al agua.

Se observó que las muestras 1, 2, 3 y 4 están regidas por una condición de mojado al agua de acuerdo a los tres parámetros de Craig, con los resultados obtenidos en los núcleos reales se puede inferir, que el yacimiento Morichal inferior perteneciente al campo Petrocarabobo presenta una mojabilidad natural al agua.

4.5. Evaluación del efecto de una formulación de surfactante en la mojabilidad de núcleo real del yacimiento a través de las curvas de permeabilidad relativa

Para evaluar una formulación de surfactante y comprobar su efectividad como alterador de mojabilidad en núcleos reales, se realizaron pruebas para determinar la mojabilidad natural del yacimiento, siendo esta mojada al agua. El surfactante a emplear es capaz de modificar la mojabilidad de una roca yacimiento de mojado al crudo a mojado al agua. Cuando una roca es mojada al agua desarrolla tensiones interfaciales bajas que vencen las fuerzas capilares que mantienen al crudo atrapado en el medio poroso, haciendo que el crudo fluya fácilmente, para mejorar su recuperación (Bailey, 1984).

Por lo tanto, el surfactante en estudio no es aplicable para el desarrollo de este objetivo. Sin embargo, no se descarta su aplicación para aumentar el factor de recobro como método de recuperación mejorada.

CONCLUSIONES

- ✓ Se observó un cambio de mojabilidad en las superficies de sílice y berea, bajo el efecto de un surfactante catiónico, debido a que el grupo polar del surfactante se adsorbe sobre las superficies polares, dejando expuesta la capa hidrófoba haciendo que la superficie sea mojada al crudo. Para el caso de la caolinita no se pudo realizar la medición del ángulo de contacto debido a que la muestra en contacto con el agua de formación no mantuvo su condición física.
- ✓ Las dos formulaciones de surfactantes fueron efectivas como alteradores de mojabilidad en superficies de sílice y berea, cambiando de un comportamiento mojado al crudo a un comportamiento mojado al agua mediante pruebas de ángulo de contacto. El comportamiento resultante para ambas superficies representa una buena condición de mojado cuando se habla de recuperación de crudo en el yacimiento.
- ✓ Se observó una modificación progresiva del ángulo de contacto a diferentes tiempos de envejecimiento pero no llegó a cambiar la mojabilidad, debido a que no hubo adhesión de los componentes activos presentes en el crudo a las superficies estudiadas.
- ✓ Se observó que los cuatro núcleos reales presentan mojabilidad al agua, permitiendo afirmar que el yacimiento Morichal inferior perteneciente al campo Petrocarabobo presenta una mojabilidad natural al agua.
- ✓ Las cuatro muestras de núcleo de yacimiento evaluadas a través de curvas de permeabilidad relativa presentaron una mojabilidad al agua, no se evaluó la inyección del surfactante en núcleos reales que cambia la condición de mojado al crudo por mojado al agua.

RECOMENDACIONES

- ✓ Como el proceso de medición de ángulo de contacto en un ambiente fisicoquímico con la superficie mineralógica de caolinita no pudo realizarse debido a que la placa se desmoronó al entrar en contacto con el agua de formación, se recomienda que en trabajos futuros se desarrolle un estudio tomando en cuenta la caolinita, puesto a que la misma es una arcilla que suele estar presente en las arenas de la formación, lo que permitiría abarcar una caracterización más completa del yacimiento y la toma de decisiones en la aplicación de métodos de recuperación del crudo.
- ✓ Colocar un recolector de muestras automático dentro del horno y poder mejorar la precisión de los volúmenes recolectados y obtener curvas de Kr mejor definidas debido a que no se dispone de las 24 horas para estar atentos al cambio de los viales donde se recolecta los volúmenes de los fluidos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Arias, F. (2012). *“El proyecto de investigación”* (6a ed.). Caracas: EPISTEME

Aguirre, A., Naylet, N. (2013). *“Estudio de las Interacciones Polímero-Surfactante, para la Recuperación de Crudo Extrapesado en Yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco”*. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas – Venezuela.

Anderson W. G., *“Wettability Literature Survey”, part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability*, Artículo SPE 13932. JPT October 1986.

Anderson, W.G., *“Wettability Literature Survey” part 2: Wettability Measurement*, Artículo SPE 13933, JPT November 1986.

Araujo, Y. (2004). *“Interacción roca-fluido para yacimientos”*. (2a ed.). Los Teques: PDVSA-INTEVEP.

Bailey, R.E. and Curtis, L.S. *“Enhanced Oil Recovery – EOR”*. National Petroleum Council, 1984.

Canache, M. (2006). *Estudio sobre la aplicabilidad de la Inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el Mejoramiento de la Producción de Crudos Pesados*. Maturín - Venezuela: Universidad de Oriente.

Díaz, L. (2014). *“Estudio de la condición de mojado en sistemas de arenas de yacimiento no consolidadas a partir de las curvas de permeabilidad relativa*. Tesis de Pregrado. Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda. Punto Fijo, Venezuela.

Escobar, F. (s.f). “*Fundamentos de ingeniería de yacimientos*”. Huila: Universidad Surcolombiana.

Espinosa, C., & Torres, K. (2015). “*Técnicas de Recobro y Recobro Mejorado en Yacimientos con Crudos Livianos, Pesados y Extrapesados*”. Colombia: Universidad de San Buenaventura Cartagena.

González, C (2014). “*Mojabilidad: medición del ángulo de contacto por el método de la gota cautiva*”. Tesis de Pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México, D. F.

Guevara, J. (2016). “*Diseño de formulaciones surfactante-polimero con potencial empleo en la recuperación mejorada de crudo extrapesado de un yacimiento perteneciente al bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco*”. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Melendez y Colaboradores (2012). “*Estudio experimental de la alteración de la mojabilidad mediante el uso de un surfactante extraído del aceite del pino TOFA en el sistema crudo liviano agua/SiO₂*”. PDVSA-Intevep. Miranda, Venezuela.

Medhi y Colaboradores (2002). “*Mechanistic Study of Wettability Alteration Using Surfactants with Applications in Naturally Fractured Reservoirs*”. Departamento de química, energía y petróleo, Universidad de Kansas-EEUU.

Pimentel, I. (2015). “*Evaluación de la mojabilidad de sistemas no convencionales de crudos pesados y extrapesados de campos de la Faja Petrolífera del Orinoco mediante el método de Amott-Harvey modificado*”. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Romero, Y. (2008). *Curvas de permeabilidad relativa en arenas asociadas a sistemas no consolidados del campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco*. Trabajo de pregrado no publicado. Universidad del Zulia, Cabimas.

Rivera, J. (2004). "*Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*". [Libro en línea]. Consultado el 13 de mayo de 2013 en: <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/Practicas%20de%20Ingenieria%20de%20Yacimientos%20Petroliferos%20%20Jose%20S.%20Rivera.pdf>

Salager, J.-L. (2002). "*Surfactantes. Tipos y Usos*". Mérida - Venezuela: Firp S300-A, Universidad de los Andes.

Salager, J. (2005). "*Recuperación mejorada del petróleo*". Trabajo de ascenso no publicado. Universidad de Los Andes, Mérida.

Saldaña, S. (2002). "*Tensión Interfacial y mojabilidad de sistemas solido/salmueran-dodecano: estudio experimental del efecto de la fuerza iónica y de la concentración del surfactante*". Tesis de Grado. Universidad Autónoma Metropolitana. México D.F-México.

Silva, B (2011). "*Evaluación de tecnologías de recuperación mejorada no térmicas en el campo cerro negro*". Tesis de Grado. Universidad De Oriente. Barcelona, Venezuela.

Sitio oficial de Petróleos de Venezuela S.A. (2005). "*Faja Petrolifera del Orinoco*". Consultado el 16 de Noviembre de 2016 en http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=96.

Suarez, D. (2012). "*Evaluación del agua de producción de los campos Cabrutica y Petrocedeño como fluido base de inyección de surfactantes en procesos de*

estimulación y recuperación mejorada de petróleo". Tesis de Pregrado. Universidad de los Andes, Merida, Venezuela.

Subhash C. Ayirala. (2002). "*Surfactant-Induced Relative Permeability Modifications for Oil Recovery Enhancement*". Tesis de Grado. Universidad del Estado de Louisiana-USA.

Tecnología Venezolana en Fluidos de Perforación [En línea]. Disponible en: <http://www.inparkdf.com/prod/prod00015.htm>. [Consulta: 2016, Junio 14].

Vera, H., & Loyo, J. (2003). *Evaluación de la Opción "The Polymer Flood Model" del Eclipse 100*. Caracas - Venezuela: Universidad Central de Venezuela.

Zambrano, A (2016). "*Generalidades de la Faja Petrolífera del Orinoco*". Trabajo de ascenso. Caracas- Venezuela: Universidad Central de Venezuela