



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISION DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TEORIA DE FLUJO FRACCIONAL APLICADA A FLUIDOS
NO-NEWTONIANOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

PRESENTAN:

GUTIÉRREZ GARCÍA DANIEL

TREJO RAMÍREZ PEDRO ANTONIO

DIRECTOR

DR. ERICK E. LUNA ROJERO

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F., 2013





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ÍNDICE

	Pág.
AGRADECIMIENTOS	IV
OBJETIVO	VI
HIPÓTESIS	VI
INTRODUCCIÓN	VII
CAPÍTULO 1.0 ANTECEDENTES	
1.1 Estado del arte de los Procesos de Recuperación Mejorada	2
1.2 Definición de los Procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, Enhanced Oil Recovery (EOR)	5
1.3 Métodos EOR	10
1.3.1 Métodos Térmicos	10
1.3.2 Métodos de Inyección de Gases	11
1.3.3 Métodos de Inyección de Químicos	12
1.4 Métodos Químicos	13
1.4.1 Inyección de Surfactantes	13
1.4.2 Inyección de Polímeros	14
1.4.3 Inyección de Álcalis	17
1.4.4 Inyección de Espumas	19
CAPÍTULO 2.0 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	
2.1 Ecuación de la Ley de Darcy	26
2.1.1 Variables que intervienen en la ecuación de Darcy	28
2.1.1.1 Movilidad	28
2.1.1.2 Razón de Movilidad	28
2.1.1.3 Saturación de un fluido	29
2.1.1.4 Permeabilidad absoluta	31
2.1.1.5 Permeabilidad efectiva	33
2.1.1.6 Permeabilidad relativa	34
2.1.1.7 Mojabilidad	36
2.1.1.8 Viscosidad	38
2.2 Surfactantes	40
2.2.1 Estructura de surfactantes	41
2.2.2 Clasificación de los surfactantes	42
2.2.2.1 Aniónicos	43
2.2.2.2 Catiónicos	43
2.2.2.3 No-iónicos	44
2.2.2.4 Anfotéricos	44

2.2.3 Retención de las moléculas de surfactante dentro del medio poroso	45
2.2.3.1 Precipitación	45
2.2.3.2 Adsorción	45
2.2.3.3 Coeficiente de Partición	45
2.3 Parámetros que afectan dentro del yacimiento la inyección de un Surfactante	46
2.3.1 Calidad del aceite	46
2.3.2 Agua intersticial	46
2.3.3 Mineralogía	47
2.3.4 Geología/Litología	47
2.3.5 Temperatura	47
2.4 Ley de Newton de la Viscosidad	47
2.4.1 Fluidos No-Newtonianos	49
2.4.2 Modelo de Ostwald-de Waele (Ley de Potencias)	51
2.5 Tensión Interfacial	51
2.6 Numero Capilar	56
2.7 Presión Capilar	57
CAPÍTULO 3.0 TEORÍA DEL TRANSPORTE DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS	
3.1 Teoría de Flujo de Fluidos en Medios Porosos	59
3.2 Modelo de Buckley y Leverett	62
3.3 Ecuación de Flujo Fraccional	64
3.4 Ecuación de Avance Frontal	67
3.5 Teoría de Buckley y Leverett	70
3.6 Eficiencias de desplazamiento	74
3.6.1 Eficiencia de desplazamiento microscópico	74
3.6.2 Eficiencia de desplazamiento areal	75
3.6.3 Eficiencia de desplazamiento vertical	75
3.6.4 Eficiencia de desplazamiento volumétrico	76
CAPÍTULO 4.0 MODELO ANALÍTICO APLICADO A FLUIDOS NO NEWTONIANOS	
4.1 Comprensión del modelo	78
4.2 Asimilación del modelo	80
4.3 Diagrama de flujo del simulador propuesto	88
CAPÍTULO 5.0 RESPUESTA AL MODELO	
5.1 Caso base de estudio del simulador	90
5.2 Análisis de resultados	92
5.2.1 Primer caso (Alteración de la viscosidad del gas μ_g)	92
5.2.2 Segundo caso (Modificación de la relación de movilidad del gas R_0)	96
CONCLUSIONES	101
BIBLIOGRAFÍA	104

AGRADECIMIENTOS

Mi principal agradecimiento es para mi madre Q.F.B. Celia García por haberme enseñado que el esfuerzo serio y constante rinde frutos. Gracias por tu apoyo incondicional, tus consejos y la ayuda que me has brindado durante toda mi vida. La motivación que me has dado todo este tiempo con tu ejemplo me ha ayudado para no perder de vista mis objetivos y lograr este triunfo en mi vida.

A mi hermano Alejandro: Por ser otro de los pilares importantes en mi vida, gracias a tu confianza y fraternidad, además del apoyo incondicional que me has entregado, tus enseñanzas, consejos y todas las vivencias que hemos compartido me han ayudado para lograr este objetivo.

A mis tíos y mis abuelos: Por ser parte fundamental en mi desarrollo humano, sus consejos, preparación, apoyo, conocimiento y ayuda que me han brindado en esta vida han servido para lograr este éxito.

Al Dr. Erick Luna Rojero: Por la disposición de tiempo que tuvo para asesorar este trabajo de investigación. Su ayuda e instrucción oportuna nos ayudó a poder realizar con eficiencia esta tesis.

A Pedro: Por todas esas experiencias que vivimos durante nuestra estancia en la facultad y ayudarme en varias ocasiones, sus consejos y motivación lograron que realizáramos este trabajo.

A Adriana: Por ser mi compañera en este largo recorrido de mi vida, tus consejos, apoyo, motivación y afecto ayudaron a que lograré este objetivo en mi vida.

Por último, pero no menos importante quiero agradecer a mis amigos, los cuales me han obsequiado momentos alegres y divertidos en mi vida. Por los conocimientos y las experiencias obtenidos a lo largo de todo este tiempo, gracias totales.

Agradezco a mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería por los conocimientos que adquirí a lo largo de mi estancia en ella.

Daniel Gutiérrez García

AGRADECIMIENTOS

Agradezco infinitamente a mis padres María Celia Ramírez D. y Aureliano Trejo R.

Mamá gracias por enseñarme a no rendirme nunca y a perseguir mis sueños. Papá gracias por creer en mi... A los dos les agradezco el estar conmigo en las buenas y en las malas, todos los consejos que me han dado, todo su cariño, GRACIAS ya que sin ustedes ésto nunca hubiera sido posible.

Le doy gracias a mis hermanos; Leticia, Yuliana, Norberto y Guadalupe, gracias por esos buenos momentos que pasamos juntos, gracias por compartir este logro, saben que también es de ustedes, gracias por estar ahí cuando más los necesite y apoyarme a lo largo de toda mi carrera. Los quiero...

Con especial dedicación a mis dos grandes amores, Tania Marlene Vega C. Gracias princesa por todo tu apoyo y comprensión sabes que lo valoro mucho. A mi hija Barbará Aleth Trejo V., gracias por estar aquí, gracias por alegrar mis días con tu sola presencia. Las amo, las dos saben que son parte fundamental de este proyecto. Sra. Guadalupe Calzada usted sabe que también es parte de esto, agradezco todo su apoyo y su confianza... gracias.

Agradezco a Daniel, mi amigo y compañero de tesis, por todas esas experiencias que hemos vivido juntos, ¡Lo hemos logrado amigo! También agradezco a mis todos amigos... por hacer de mi estancia en la FI una divertida experiencia.

Dr. Erick Luna. Gracias por su interés en este proyecto, por compartirnos sus conocimientos y por todo el tiempo dedicado a esta tesis.

Con total agradecimiento a mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México y especialmente a la Facultad de Ingeniería.

Pedro A. Trejo Ramírez

OBJETIVO

Desarrollar un simulador 1D para describir un proceso de inyección de un fluido no newtoniano (espuma) en un yacimiento con geometría cilíndrica.

HIPÓTESIS

Describir un proceso de recuperación mejorada a través de una inyección de espuma utilizando un modelo de flujo fraccional para fluidos No-Newtonianos.

INTRODUCCIÓN

La teoría de flujo fraccional es extremadamente útil para el entendimiento de procesos tan complejos como los métodos de recuperación mejorada del petróleo, así como para la calibración de simuladores. Sin embargo, una limitación para esta teoría ha sido su incapacidad para tratar con fluidos No-Newtonianos, lo cual en los procesos de inyección de espumas se ha convertido en un obstáculo grave.

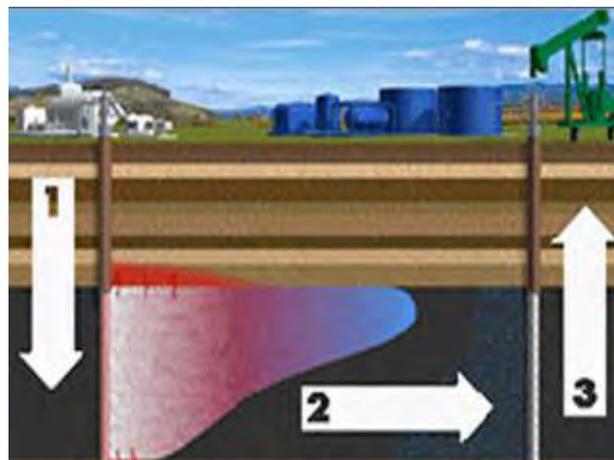
En este trabajo, la teoría de flujo fraccional se utiliza para modelar el flujo No-Newtoniano de fluidos en dos fases, para una geometría radial (en una dimensión). Lo anterior bajo los supuestos de que la Reología del fluido cambia mientras se incrementa la distancia del pozo inyector al pozo productor y aparece un factor de bloqueo. La curva de flujo fraccional es entonces una función de la distancia.

La teoría de flujo fraccional ha demostrado ser esencial para la simplificación y el entendimiento de los procesos de recuperación de aceite especialmente en los procesos de recuperación mejorada. En algunas ocasiones los procesos de recuperación mejorada involucran múltiples componentes que estos a su vez pueden ser representados por soluciones para un modelo de flujo fraccional en dos fases, ésto normalmente se logra con el aumento en la concentración de algún componente químico dentro de una fase; sin embargo, todas las soluciones, aún cuando se usa la teoría de flujo fraccional se asumen como fluidos Newtonianos.

Muchos de los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, especialmente en polímeros y espumas, implican el manejo de fluidos No-Newtonianos, la comprensión del desplazamiento de estas soluciones en los Procesos de Recuperación Mejorada que propone la teoría de flujo fraccional, proporcionan importantes pistas, pero no se ha descrito el fenómeno del comportamiento de fluidos no newtonianos, en su totalidad. En esta tesis se describirá un marco teórico para modelar el desplazamiento dinámico con viscosidades de fase No-Newtonianas, utilizando la teoría de flujo fraccional con simulaciones numéricas previas para su comparación, ésto se ilustrará en varios casos, donde los cambios fraccionales se encuentran en función de la distancia radial.

CAPÍTULO 1.0

ANTECEDENTES



1.1 Estado del arte de los Procesos de Recuperación Mejorada

Estudios realizados por la Agencia Internacional de Energía (AIE) por sus siglas en inglés, revelan que la necesidad energética a nivel mundial, seguirá estando en función principalmente de la producción de hidrocarburos. Estos estudios se enfocan en un pronóstico de producción para el año 2030, donde se estima que para ese entonces la producción de hidrocarburos contribuirá en un 60 % a la demanda total mundial de energía, como se muestra en la Fig. 1.1.

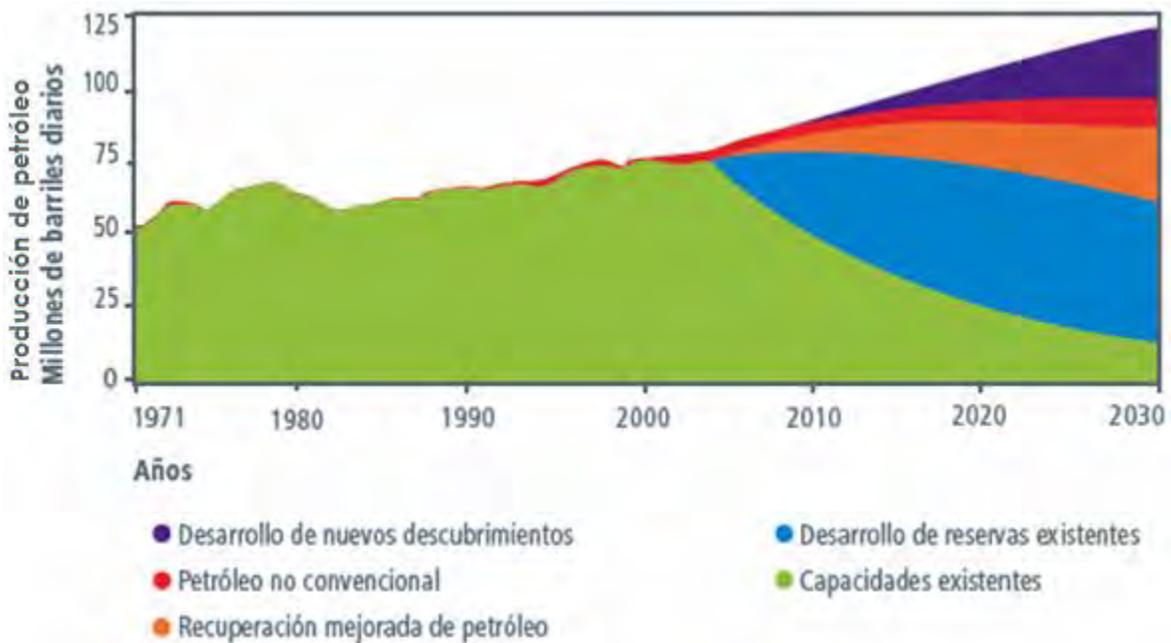


Fig. 1.1. Estudios de la AIE reflejan que la producción mundial de petróleo crudo para el año 2030 será de 120 millones de barriles diarios. (El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2012)

Las primeras aplicaciones de los principales Procesos de Recuperación Mejorada (EOR) por sus siglas en inglés, se realizaron en los países de Canadá y Estados Unidos, esto como una posible solución al rápido declive que presentaban los campos petroleros en esos países. El resultado de estas aplicaciones fue favorable en la mayoría de los campos, ya que para el año de 1990, la producción obtenida por los métodos EOR representaba casi un 50 % de la producción total de ambos países.

Se estima que para el año 2030 la producción obtenida por los métodos EOR llegará a representar el 20 % de la producción total mundial. Tomando en cuenta que la producción actual, producto de los métodos EOR es de casi 3 millones de barriles diarios, esta estimación está representada en la Fig. 1.2.

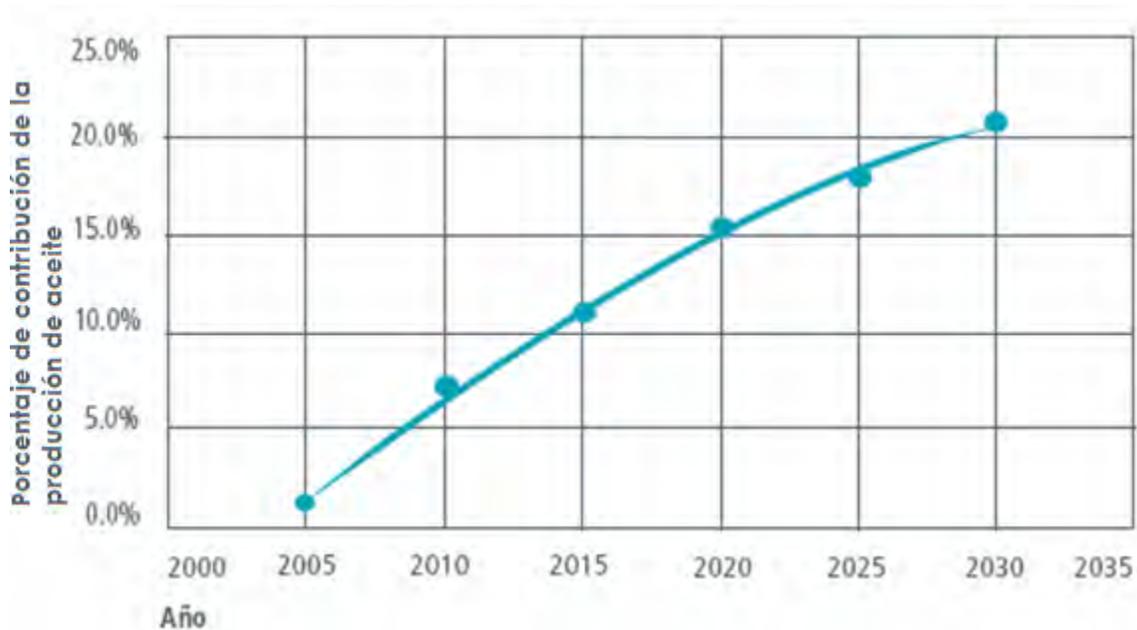


Fig. 1.2. Contribución de la producción de aceite proveniente de métodos de EOR a la producción mundial. (El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2012)

Los Procesos de Recuperación Mejorada, son aquellos que tienen como único objetivo la producción de aceite, mediante la inyección al yacimiento de uno o varios fluidos que generalmente no son propios del yacimiento; en dado caso que se inyecten fluidos que pertenezcan al yacimiento, éstos son inyectados desde la superficie a condiciones específicas con el fin de modificar las condiciones físico-químicas de los fluidos presentes en el yacimiento, como las permeabilidades relativas, la mojabilidad, la tensión interfacial, la movilidad, entre otros.

Los procesos EOR comprenden diferentes tipos de metodologías de aplicación en los yacimientos, éstos pueden clasificarse en tres grupos; los métodos térmicos, que en la actualidad aportan un 67 % de la producción total proveniente de métodos EOR y que se aplican principalmente en los países de Canadá, Venezuela, Indonesia y China; los métodos de inyección de gases, que aportan el 22 % de la producción total de EOR y se ponen en práctica en los países de Venezuela, EUA, Canadá y Libia; finalmente, los métodos químicos, que aportan un 11 % de la producción total y que son reportados principalmente en proyectos de China, debido a que este país cuenta con una mayor publicación de información acerca de sus proyectos. Este fenómeno se debe a que la información de los estudios desarrollados en otros países no se publica, por lo que varios autores apuntan a un resguardo de información por cuestiones estratégicas, de mercado y financieras, entre otras.

A nivel mundial en los procesos de recuperación mejorada, los métodos químicos son los que en la actualidad no contribuyen de manera significativa a la producción de hidrocarburos. Sin embargo, algunas investigaciones revelan que existe un importante crecimiento en el número de estudios, evaluaciones y pruebas piloto, esto sugiere que estos métodos han tomado un papel muy importante y una tendencia creciente en los últimos años.

En México la magnitud del factor de recuperación es bajo, si tomamos como referencia el volumen de aceite remanente, esto se debe básicamente a que en el país existe carencia de aplicaciones de las metodologías EOR, que podrían incrementar considerablemente el factor de eficiencia de recuperación de los yacimientos.

México cuenta con un volumen significativo de aceite esperando ser recuperado, este volumen de aceite tiene una gran ventaja que es, el presentar un riesgo geológico muy bajo, esto se debe a que la mayoría de los yacimientos se encuentran en campos maduros.

La mayor parte de la producción y de las reservas de hidrocarburos en México, provienen de los campos localizados en las cuencas del sureste del país. En esta zona predominan los yacimientos asociados a rocas carbonatadas, en donde se presentan grandes producciones de hidrocarburos relacionadas con un sistema complejo de porosidad y el predominio de las fracturas naturales y cavidades de disolución. A este tipo de yacimientos se les denomina yacimientos naturalmente fracturados. En México el 94.5 % de la producción de hidrocarburos se encuentran asociadas a este tipo de yacimientos.

Debido a las características petrofísicas, geológicas y el tipo de aceite con el que cuentan los yacimientos del país, es posible visualizar la aplicación de los métodos EOR en dos diferentes casos:

- EOR en carbonatos: La gran mayoría de los campos de Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Complejo J. Bermúdez, Jujo, entre otros.
- EOR en siliciclásticos: La gran mayoría de los yacimientos en Chicontepec, Cinco Presidentes, entre otros.

Con base en lo anterior y utilizando los procesos EOR más comunes, en los yacimientos con presencia de rocas carbonatadas, se tendría que aplicar principalmente la inyección de gases, a diferencia de los yacimientos con presencia de rocas clásticas donde se puede aplicar, por ejemplo, el uso de métodos térmicos.

Si en México se explotara tan solo un 10 % del volumen de aceite remanente asociado a reservas 3P que se encuentra en los yacimientos, se tendría un volumen aproximado de 20 mil millones de barriles adicionales, este valor es del orden de las reservas 2P y muy cercano al doble del valor de las reservas 1P en la actualidad, ahora bien si este volumen fuera explotado en los próximos 20 años, se podría incrementar la producción nacional en más de un millón de barriles diarios adicionales a la producción de Pemex.

A partir de esta información, los procesos de recuperación mejorada presentan una oportunidad excelente para incrementar la recuperación del aceite que aún permanece en los yacimientos, por lo que hay que destacar la importancia de los estudios experimentales para determinar el método más eficiente de acuerdo al tipo de yacimiento y a las propiedades de los fluidos.

1.2 Definición de los Procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, Enhanced Oil Recovery (EOR)

Green y Willhite (1998) definen a los procesos de recuperación mejorada como “procesos que involucran la inyección de algún fluido al yacimiento, los procesos de inyección y los fluidos inyectados, suplen la energía natural presente en los yacimientos, esto para facilitar el desplazamiento de aceite hacia los pozos productores, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca-fluido del yacimiento y así poder crear condiciones que favorezcan la recuperación del aceite, estas interacciones pueden favorecer, la disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del aceite, reducción de la viscosidad del aceite, modificación de la mojabilidad, o favorecer el comportamiento de la fase aceite”.

Por otra parte, la compañía Schlumberger presenta una definición en su Oilfield Glossary (Glosario de Términos Petroleros), que considera al termino EOR como “un método para aumentar la recuperación de aceite usando técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del yacimiento. Puede considerarse como una tercera etapa de recuperación de aceite después de una recuperación secundaria, las técnicas empleadas durante un proceso de EOR pueden actualmente emplearse en cualquier tiempo de la vida del yacimiento. Su propósito no solo puede ser restaurar la presión de la formación, sino también el desplazamiento del aceite o el flujo de fluidos dentro del yacimiento.

Los tres principales métodos que integran los procesos EOR son la inyección de químicos (alcalina o miscelares-polímeros), desplazamientos miscibles (inyección

de bióxido de carbón o hidrocarburos) y métodos térmicos (inyección de vapor o combustión in situ). La aplicación óptima de cada uno de ellos depende de la temperatura del yacimiento, presión, profundidad, capilaridad, espesor, permeabilidad, saturación residual de aceite y agua, porosidad y propiedades de los fluidos como los °API y la viscosidad”.

Generalmente la energía del yacimiento decae impidiendo que la producción se mantenga o incluso se incremente, es ahí donde los procesos de recuperación mejorada (EOR) actúan, permitiendo extraer volúmenes importantes de hidrocarburos que con los procesos convencionales sería imposible extraerlos, ha habido casos de gran éxito donde el factor de recuperación total ha superado el 70% del volumen original in-situ.

Una de las causas por la que estos métodos han tenido gran aceptación es por el amplio rango de características de los fluidos en los que se puede aplicar, desde aceites volátiles hasta aceites pesados, así como, desde yacimientos carbonatados de baja permeabilidad en profundidades considerables hasta yacimientos con formaciones arenosas y profundidades someras, por lo anteriormente expuesto se puede concluir que los procesos EOR pueden ser aplicables a casi cualquier sistema roca-fluido.

Los procesos de recuperación mejorada (EOR), pueden ser clasificados en dos grandes grupos: Térmicos y No-Térmicos. Como se aprecia en la Fig. 1.3.

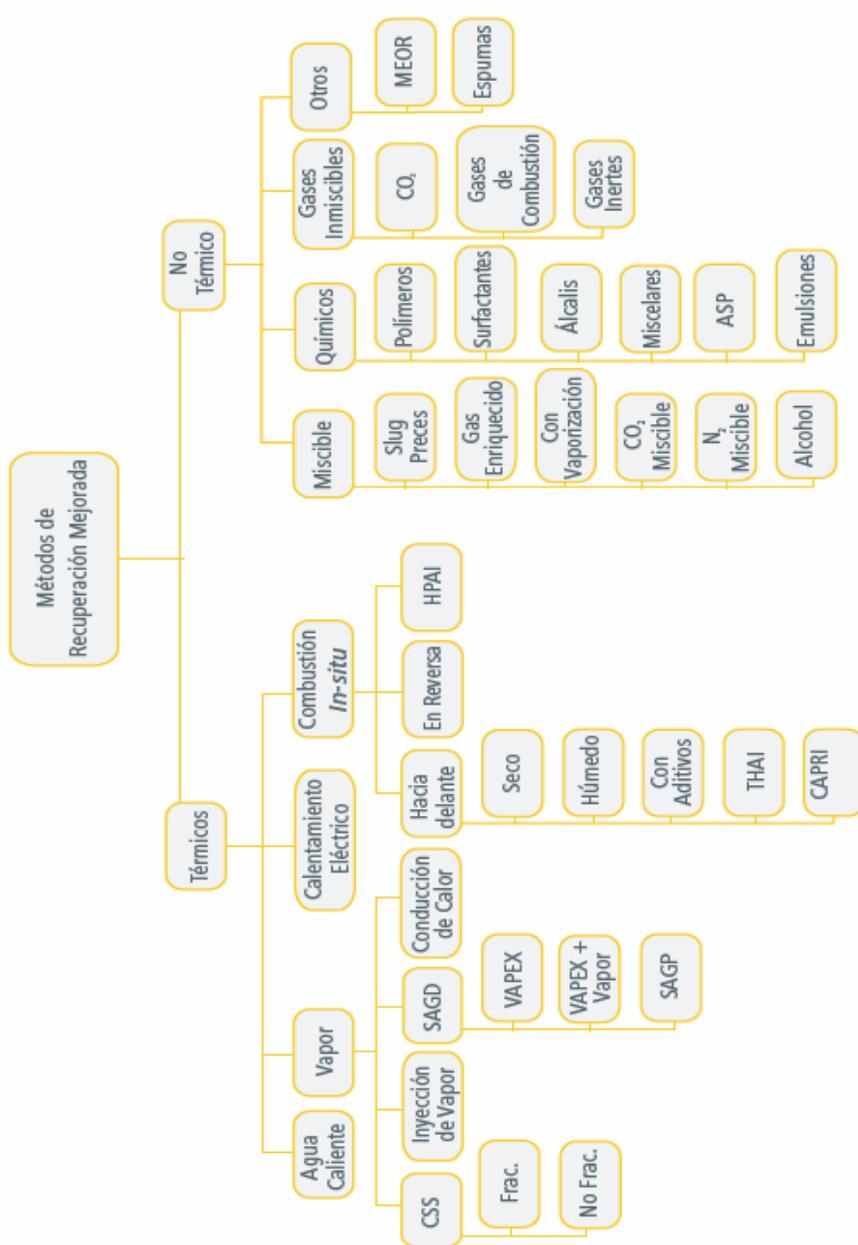


Fig. 1.3. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada. (El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2012)

La selección del método de EOR debe hacerse para cada campo en particular, tomando como guía criterios que han sido establecidos con base en la experiencia de campo y al estudio de los mecanismos de desplazamiento del aceite, además de considerar el aspecto económico, como referencia se puede tomar la Tabla 1.1 que se presenta a continuación.

Método	Propiedades del Aceite		Características del yacimiento					Temperatura (°F)	
	%API	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de aceite (%)	Tipo de formación	Espesor neto (ft)	Permeabilidad promedio (md)		Profundidad (ft)
Métodos de Inyección de Gas (Miscible)									
Nitrogeno y gas de combustión	> 35 a 49 a	< 0.4 a 0.2 a	Alto porcentaje de C ₁ a C ₇	> 40 a 75 a	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que tenga echado	NC	> 6000	NC
Hydrocarburos	> 23 a 41 a	< 3 a 0.5 a	Alto porcentaje de C ₂ a C ₇	> 30 a 80 a	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que tenga echado	NC	> 4000	NC
CO ₂	> 22 a 38 a	< 10 a 1.5 a	Alto porcentaje de C ₈ a C ₁₂	> 20 a 85 a	Arenisca o carbonato	Amplio rango	NC	> 2500	NC
Gases Inmiscibles	> 12	< 600	NC	> 35 a 70 a	NC	NC si existe echado y/o buena permeabilidad vertical	NC	> 1800	NC
Inyección de Agua (mejorada)									
Inyección de Micellar/Polimero, ASP y Alkali	> 20 a 35 a	< 35 a 13 a	Ligero, intermedio, algunos ácidos orgánicos para inyección de alkali	> 35 a 83 a	De preferencia arenisca	NC	> 10 a 450 a	< 6000 a 3250	< 200 a 80
Inyección de Polimero	> 15	< 150, > 10	NC	> 50 a 80 a	De preferencia arenisca	NC	> 10 a 800 a ^b	< 9000	< 200 a 140
Térmico Mecánico									
Combustión	> 10 a 16 a → ?	< 5000 ↓ 1200	Algunos componentes asfálticos	> 50 a 72 a	Arena / arenisca	> 10	> 50 ^e	< 11500 a 3600	> 100 a 135
Vapor	> 8 a 13.5 a → ?	< 200000 ↓ 4700	NC	> 40 a 86 a	Arena / arenisca	> 20	> 200 a 2540 a ^d	< 4500 a 1500	NC
Extracción superficial	7 a 11	Caro flujo en frío	NC	> 8%wt arena	Arena bituminosa	> 10 ^e	NC	> 3 : 1 relación de sobrecarga / arena	NC

NC = No Crítico

Los valores subrayados representan el valor promedio para los proyectos de campo actuales.

b.: > 3 md para algunos yacimientos de carbonatos si solo se quiere barrer el sistema de fracturas

c: Transmisibilidad > 20 md-ft/cp

d: Transmisibilidad > 50 md-ft/cp

e: Ver profundidad

Tabla 1.1 Resumen de los criterios de selección para los métodos de Recuperación Mejorada. (El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2012)

Los procesos térmicos se aplican generalmente a la producción de aceites pesados, en comparación con los desplazamientos generados por los procesos no-térmicos, que generalmente se aplican a aceites que van de intermedios a ligeros. De todos los métodos que componen a los procesos EOR, los métodos térmicos son los que menor grado de incertidumbre tienen, es importante mencionar que estos métodos abarcan casi el 70 % de la producción total mundial proveniente de los métodos EOR.

Por otra parte, la inyección de productos químicos es mucho más compleja y costosa, lo que provoca que dichos procesos tengan el grado de incertidumbre mayor dentro de todos los métodos EOR, sin embargo, si se realiza un estudio exhausto y detallado del yacimiento, así como un buen diseño y control de la formulación química que se usará, los químicos pueden llegar a tener excelentes resultados brindando grandes recuperaciones de aceite, la intervención de estos métodos se ve reflejada en la Fig. 1.4.

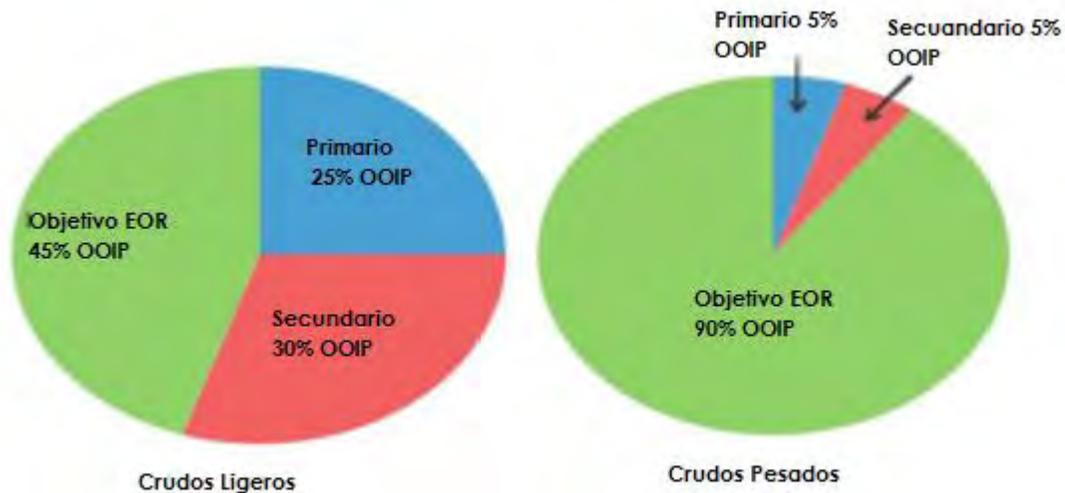


Fig. 1.4. Participación de los procesos EOR en la explotación de campos con aceites pesados y ligeros a nivel mundial. (El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2012)

1.3 Métodos EOR

1.3.1 Métodos Térmicos

El principal mecanismo de producción presente en estos métodos es la transferencia de energía térmica desde la superficie hasta el yacimiento, lo que se pretende lograr con ésto es que la temperatura del aceite presente dentro del yacimiento se eleve drásticamente para provocar que los fluidos se expandan, la disminución de su viscosidad y optimizar su movilidad, en la Figura 1.5 se observa un diagrama de inyección de vapor como método térmico.

Esto incluye la estimulación de vapor, o "huff and puff" de su nombre en inglés, las inyecciones de vapor, el drene gravitacional asistido por vapor (SAGD, de sus siglas en inglés) y la combustión "in situ". Otras tecnologías comerciales actuales incluyen el calentamiento electromagnético por resistencia a bajas frecuencias por inducción y dieléctricos a frecuencias más altas, incluida la radiación de microondas.

Generalmente estos métodos se aplica a yacimientos donde los aceites presentan ciertas características como: densidades (de 5 a 20) °API y viscosidades que van desde 200 hasta 2000 cP.

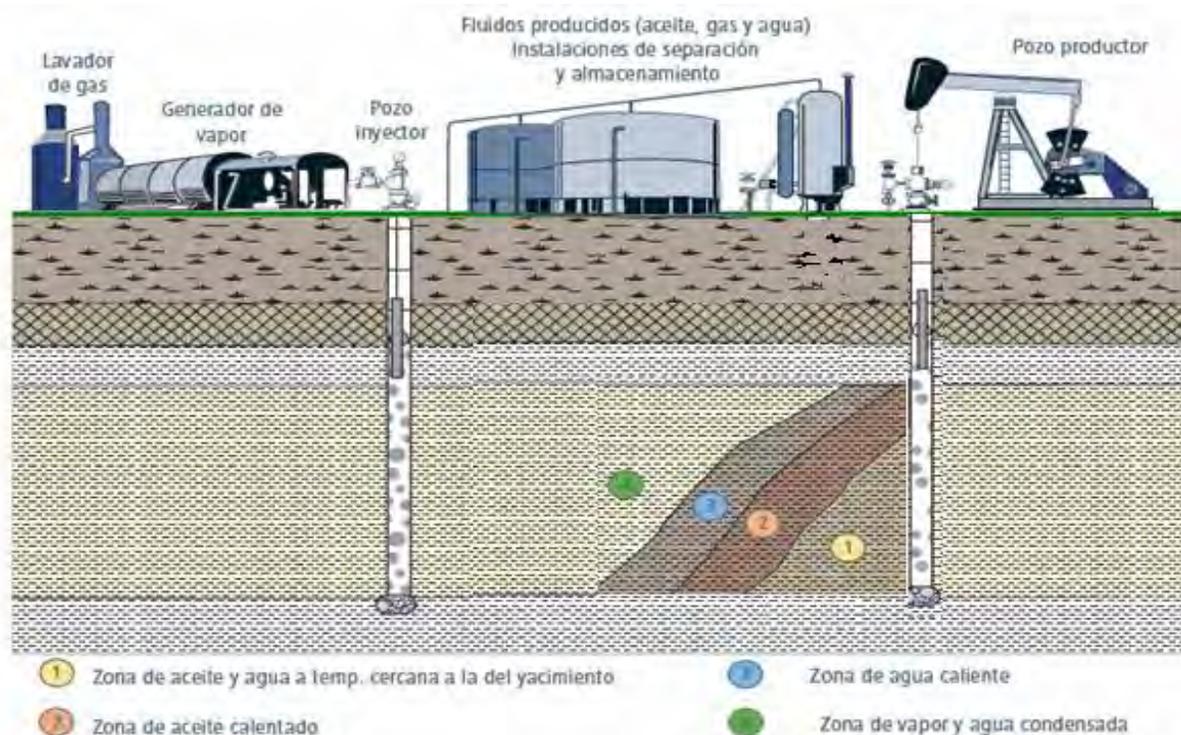


Fig. 1.5. Diagrama de inyección de vapor. (El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2012)

1.3.2 Métodos de inyección de Gases

Estos métodos se asocian a una inyección donde se usan gases: hidrocarburos (enriquecido o no), dióxido de carbono y nitrógeno. Sin embargo, el disolvente, puede ser una fase líquida. Fases supercríticas, como el dióxido de carbono a alta presión son buenos solventes.

El principal objetivo de estos procesos es el de incrementar el número capilar, esto significa que el valor de la tensión interfacial que existente entre el fluido inyectado y el aceite tiende a disminuir, ésto favorece la eficiencia de barrido. En la figura 1.6 observamos el proceso de inyección de dióxido de carbono como parte de los métodos de inyección de gases con lo que apreciamos que se recupera el aceite por medio de transferencia de masas.

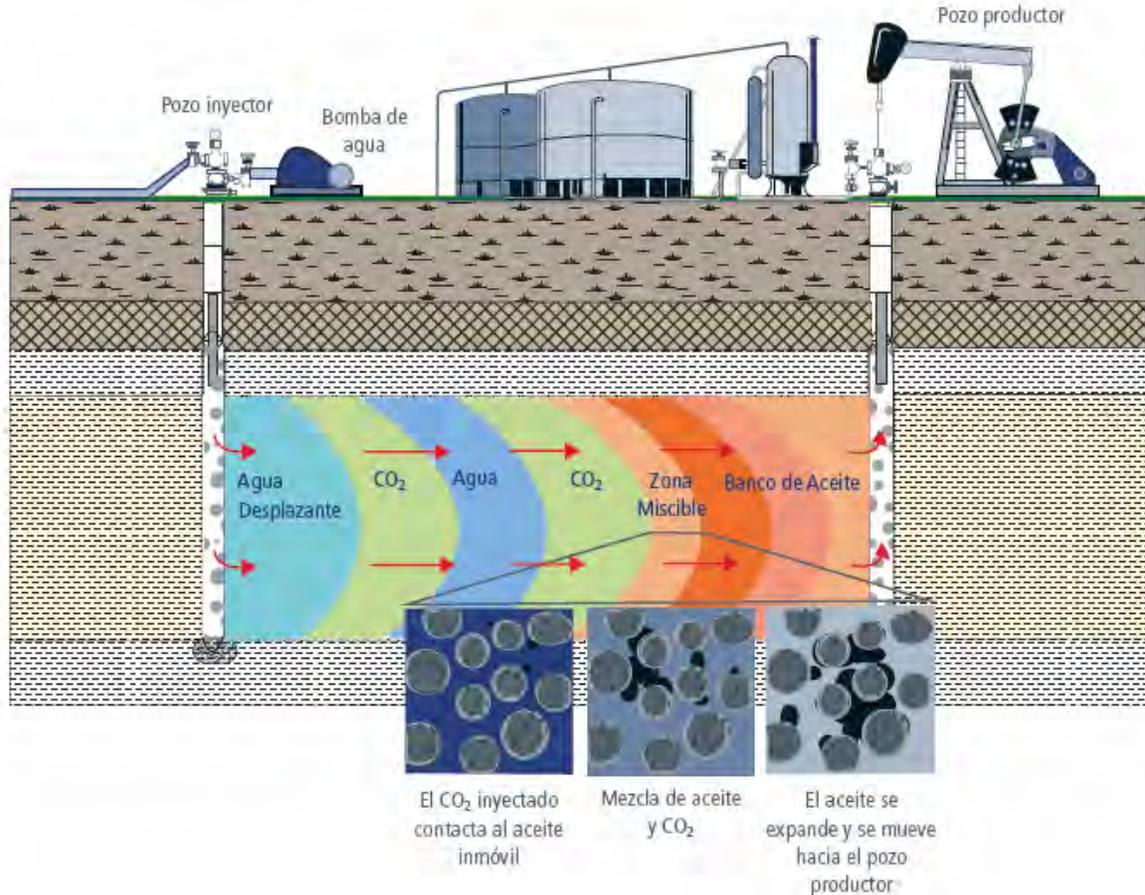


Fig. 1.6. Diagrama de inyección de dióxido de carbono. (El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2012)

1.3.3 Métodos de inyección de Químicos

Por lo general los químicos son inyectados con la finalidad de reducir la tensión interfacial y disminuir la relación de movilidades (fase acuosa/aceite) y así poder reducir la canalización. Los métodos de recuperación que entran en esta categoría incluyen la inyección de surfactantes, polímeros y álcalis. En la figura 1.7 observamos el proceso de inyección de químicos cuyo objetivo es mejorar la eficiencia de barrido volumétrico.

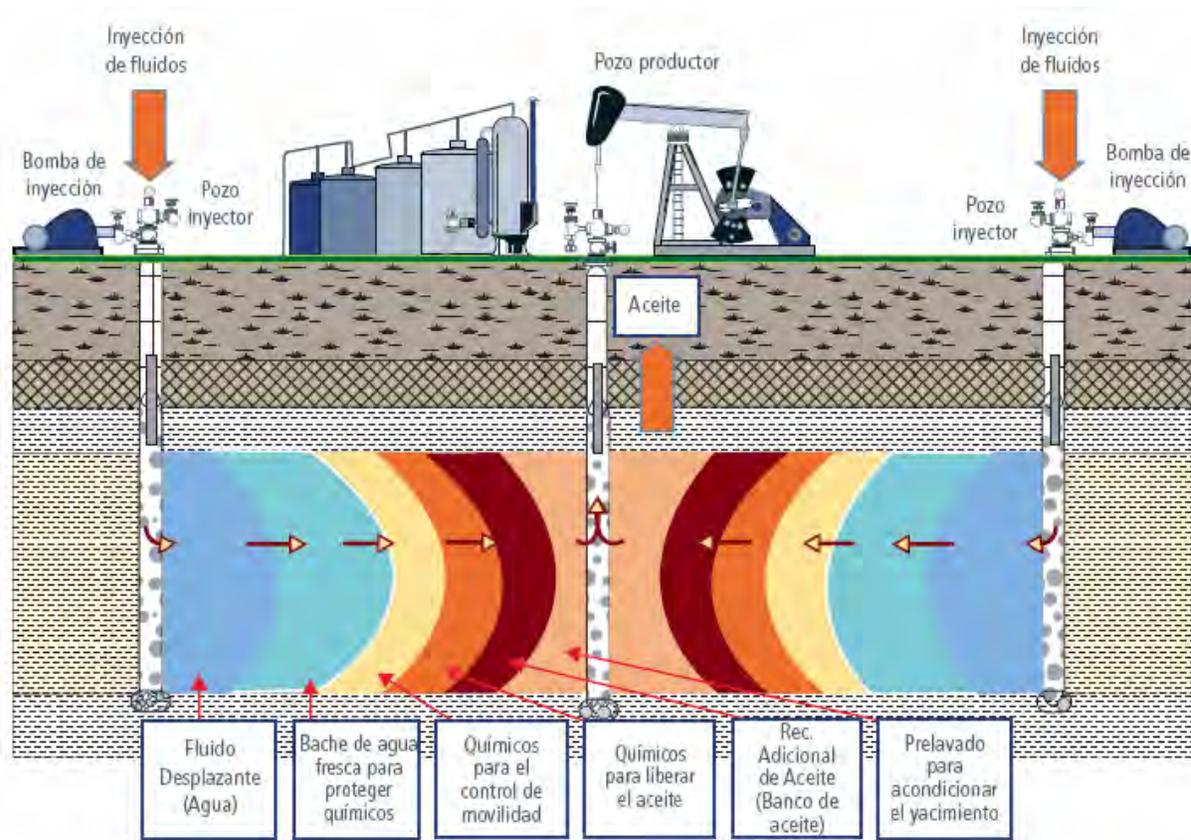


Fig. 1.7. Diagrama del proceso de inyección de químicos. (El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2012)

Para recuperar la fase de aceite discontinua que se encuentra atrapada en el medio poroso utilizamos mecanismos como:

- La reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua.
- La alteración de la relación de movilidades.
- La alteración de la mojabilidad de la roca.

La inyección de químicos ha tenido algunos éxitos en el campo; sin embargo, debido al alto costo de los productos químicos y a las fluctuaciones del precio del crudo, el éxito económico ha sido pobre. En este sentido, durante los últimos años se han hecho intentos para reducir los costos, mediante técnicas que permitan reducir las pérdidas de químicos debido a la adsorción de la roca.

Una forma de conseguir lo anterior es mediante el uso de agentes químicos de sacrificio, los cuales actúan como agentes bloqueantes que disminuyen la adsorción de la roca; ejemplo de estos son los lignosulfonatos o polímeros de bajo peso molecular. Otro agente químico sacrificable de bajo costo que ha permitido darle un nuevo impulso a la Recuperación Mejorada por inyección de químicos es el álcali.

1.4 Métodos Químicos

1.4.1 Inyección de Surfactantes

La inyección de surfactantes generalmente se aplica en arenas que contienen fluidos pesados y ligeros, este método se toma en consideración cuando los valores de viscosidad son menores a los que se manejan en la inyección de polímeros. El surfactante que se inyecta tiene la función de reducir la tensión interfacial hasta un valor en el cual se pueda desplazar el aceite residual y así generar un banco de aceite, donde el agua y el aceite fluyan como fases continuas, la descripción anterior se puede apreciar en la Fig. 1.8.

El valor de la tensión interfacial se debe de mantener a lo largo del frente de desplazamiento para evitar que el aceite en movimiento quede atrapado, este proceso es complejo ya que se deben de tomar en cuenta parámetros como la adsorción y la salinidad, ya que de estos dos depende en gran parte que el valor de la tensión interfacial se mantenga.

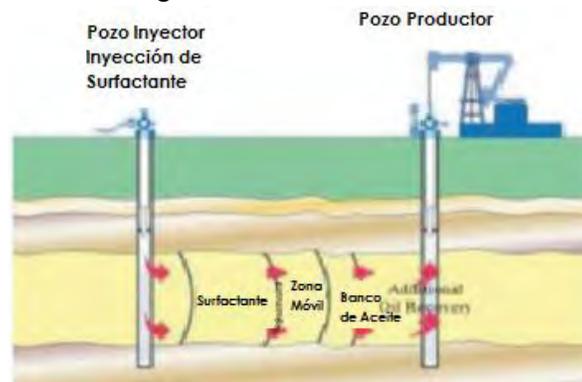


Fig. 1.8. Diagrama del proceso de inyección de surfactantes. (Recuperación Mejorada por Inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP), Sánchez M., 2010)

Mecanismos de recuperación en la inyección de surfactantes:

- Reducción de la Tensión Interfacial (TIF) por sus siglas en inglés.
- Cambios en la mojabilidad.
- Reducción de la presión capilar.

Variables que controlan la inyección de un surfactante:

- Concentración de un surfactante
- Salinidad del surfactante
- Temperatura
- Presión

Criterios de diseño para la inyección de surfactantes:

- Comportamiento de fases y medición de la TIF: Se determina la eficiencia de barrido a diferentes salinidades para ubicar la salinidad óptima, es por eso que es primordial hacer varias combinaciones, por lo que es importante considerar la salinidad del agua de formación.
- Desplazamiento en núcleos: Se deben hacer pruebas de eficiencia de desplazamiento en muestras de roca de interés. Estos estudios en los núcleos pueden usarse también para medir factores como adsorción, intercambio catiónico, efecto del tamaño de bache, etc.
- Control de la movilidad: El sistema químico debe diseñarse para que exista una razón de movilidad favorable entre el banco de aceite y el bache del surfactante.

1.4.2 Inyección de Polímeros

La inyección de polímeros consiste en agregar un polímero al agua, o solución acuosa que se inyectara a un pozo, con el fin de disminuir su movilidad y como consecuencia incrementar la viscosidad del agua, ésto a su vez se ve reflejado como una disminución en la permeabilidad relativa a la fase acuosa, lo cual se aprecia en la Fig. 1.9. Los valores que toma la movilidad de esta fase son inversamente proporcionales a los nuevos valores que toma la viscosidad de la misma fase.

Esta disminución de la movilidad de la fase acuosa incrementa la eficiencia de desplazamiento de la solución, mediante un mayor barrido volumétrico. La inyección de polímeros mostrado en la Fig. 1.10 es justificada económicamente solo cuando la movilidad del agua que se inyecta es alta, el yacimiento es altamente heterogéneo o bien se presenta la combinación de los dos casos anteriores.

La inyección de un polímero al yacimiento, debe ser usado para la producción de aceite de 3 formas:

1. Para dar tratamiento a pozos en donde la inyección de agua no logra su objetivo ya que se ve afectada por zonas del yacimiento que presentan alta conductividad.
2. Como agente para llegar a zonas profundas del yacimiento y actuar como tapón donde se presente pérdida de fluido inyectado.
3. Como agente para disminuir la movilidad del agua y así ayudar al incremento de la producción.



Fig. 1.9. Representación del frente de barrido del agua con y sin polímero. (Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejora de Hidrocarburos, Facultad de Ingeniería, UNAM)

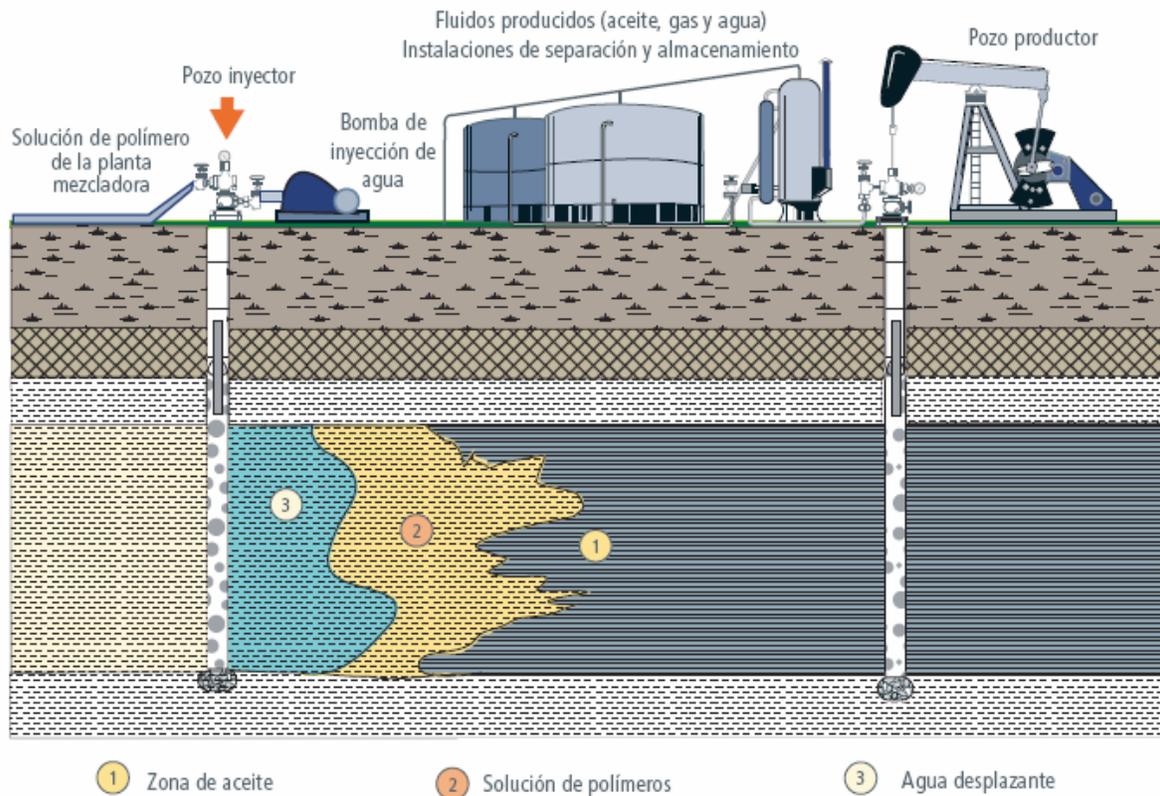


Fig. 1.10. Diagrama del proceso de inyección de polímeros. (El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2012)

Mecanismos de recuperación en la inyección de polímeros:

- Incremento en la viscosidad del agua
- Decremento de la movilidad del agua
- Incremento del área de contacto
- Incremento de la movilidad del aceite

Variables que controlan el proceso en la inyección de polímeros:

- Concentración del polímero
- Tipo de polímero
- Salinidad del polímero
- Temperatura
- Presión
- Velocidad de inyección

Criterios de diseño para la invasión de polímeros:

- Aceite con gravedad API mayor a 25° y viscosidad menor a 15 cP.
- Con una saturación de aceite en el yacimiento mayor al 10 % del volumen de poro, con una profundidad menor a 3000 m, una permeabilidad mayor a 20 mD y una temperatura menor a 80°C.
- Baja salinidad del agua.

1.4.3 Inyección de Álcalis

Este proceso se ve favorecido cuando el valor de la acidez del aceite presente dentro del yacimiento es alto, es decir presenta un pH bajo. Generalmente cuando un tipo de aceite tiene un pH bajo se debe a que contiene cantidades considerables de resinas y asfaltenos. El objetivo de este método mostrado en la Fig. 1.11 es el mismo que tiene la inyección de polímeros y surfactantes, que es reducir la tensión interfacial, ésto se logra cuando el álcali reacciona con los radicales (producto de las resinas y los asfaltenos) presentes en el aceite y forman surfactantes.

La mojabilidad de la roca se ve alterada cuando interaccionan el álcali con las moléculas polarizadas adsorbidas por los granos de las rocas, esto provoca que se forme una emulsión agua/aceite, que en el caso de los aceites pesados y viscosos, estas emulsiones tienen menor viscosidad que el aceite, esto trae como consecuencia un buen desplazamiento del flujo a través del yacimiento.

Los álcalis disminuyen el contenido iónico divalente del sistema roca-fluido e incrementa la carga negativa de la superficie de la roca para minimizar la pérdida de químicos, estos productos pueden usarse en un preflujo antes de la inyección de un bache micelar, una solución polimérica o agregarse directamente a surfactantes y/o polímeros.

La inyección combinada de químicos ASP (Álcali, Surfactante y Polímero) es una tecnología reciente, que combina el mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrico de los polímeros con el potencial de incremento de aceite del desplazamiento por surfactante/polímero. La tecnología ASP enfatiza la tecnología de inyección del álcali, debido a que su costo es considerablemente menor que el del surfactante.

La esencia de este método es hacer reaccionar el álcali con los ácidos orgánicos presentes en el crudo para formar detergentes naturales del petróleo. Los detergentes generados in situ interactúan con el surfactante de la mezcla para producir valores de tensión interfacial ultrabajos.

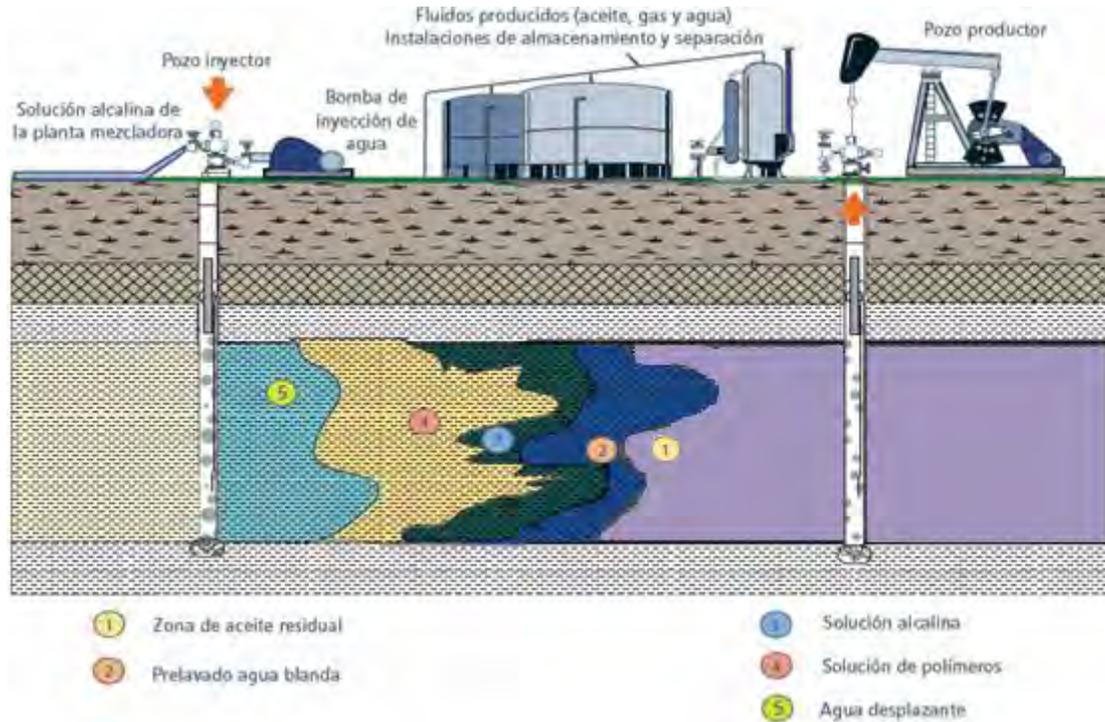


Fig. 1.11. Diagrama del proceso de inyección de álcalis. (El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2012)

Mecanismos de recuperación:

- Reducción de la Tensión Interfacial (TIF): La reducción es limitada por la formación de emulsiones. La salinidad óptima se refleja cuando se llega al valor mínimo de la TIF.
- Modificación de la mojabilidad.
- Formación de emulsiones.

Variables que controlan el proceso de Inyección de Álcalis

- Concentración del químico
- Salinidad del álcali
- Temperatura
- Presión

1.4.4 Inyección de Espumas

En lo que concierne a las espumas, éstas se pueden inyectar o formarse in-situ. Están formadas por gas y una solución de surfactante (agua-surfactante). Se clasifican como un Proceso Químico; ya que el surfactante proporciona estabilidad a la espuma y después de la destrucción de esta queda libre, ocasionando una modificación más directa al sistema roca fluido como la mojabilidad o la disminución de la tensión interfacial entre los fluidos (agua-aceite) proporcionando mayor movilidad al aceite.

El uso de las espumas para incrementar la recuperación de hidrocarburo incluye el control de movilidad del gas, así como taponar o controlar la producción de gas en pozos productores, esta gracias a sus altos valores de viscosidad aparente. Es más común que la espuma se utilice para controlar la movilidad en zonas con flujo de gas.

La espuma también puede usarse para aumentar la eficiencia de barrido en un yacimiento. Debido a que el gas tiene baja densidad, este tiende a ascender a la cima del yacimiento, por lo que no tiene contacto con zonas ricas en aceite. La disminución de la movilidad del gas mediante la formación de espuma, puede disminuir problemas como la pobre eficiencia de barrido, canalización del gas y segregación.

Definición de Espuma (en bulto).

Bikerman (1973) define espuma como “Una aglomeración de burbujas de gas separadas entre sí por una pequeña película de líquido”, además afirma que... “las espumas son sistemas coloidales”. Considera tres tipos de espumas basándose en el estado de agregación de las fases.

1. Gas disperso en líquido (espumas, emulsión de gas)
2. Líquido disperso en gas (niebla, líquido en aerosol)
3. Gas disperso en sólido (espumas sólidas)

Por su parte Schramm (1994) describe a una espuma como una aglomeración de burbujas y la considera como una dispersión coloidal en la que el gas está disperso en una fase continua de surfactante-líquido.

Definición de Espuma (en Medio Poroso).

Falls y colaboradores (1996) consideran que la espuma es una dispersión de gas en líquido, de manera tal, que este último se encuentra interconectado y el flujo de gas estará bloqueado por “lamelas” (termino que caracteriza a la película delgada de líquido que separa a burbujas de gas). El comportamiento físico de la espuma depende de su composición, es decir, de la fracción volumétrica de gas y líquido en la espuma, dicha característica es conocida como “calidad”.

Dependiendo de su calidad, una espuma se puede clasificar en “seca” o “húmeda”. La espuma seca tiene una calidad mayor a 0.8; esta consiste de pequeñas capas que pueden ser idealizadas como una superficie delgada, llamada comúnmente “lamela” que hace a la fase gaseosa discontinua. Algunos autores han definido que dicha película de líquido tiene un espesor de 10-100 nanometros (nm). Las burbujas como se considera en la Fig. 1.12 están formadas por caras (lamelas) en forma de polígonos y cuando una de ellas se une con otra, se forma una línea continua en el cruce de los dos planos, que es la región en donde se encuentra la mayor cantidad de líquido, dichos bordes también logran formarse cuando una lamela está en contacto con una superficie sólida. Estas características se muestran en la siguiente imagen de una burbuja, en donde también se visualiza un punto de intersección de cuatro bordes conocido como “vértice”.

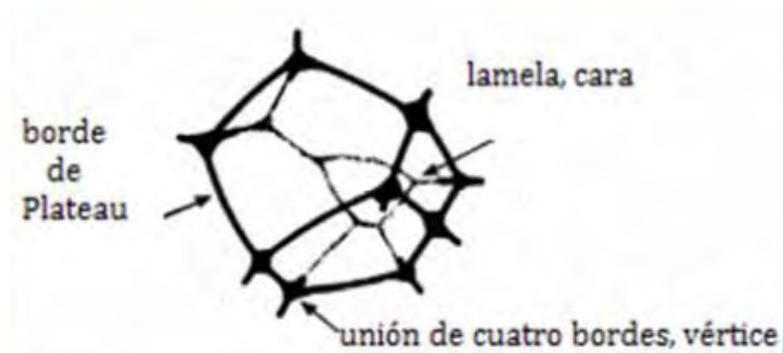


Fig. 1.12. Características de una burbuja de gas en una espuma (Weaire y Hutzler, 1999)

Las espumas “en bulto” se pueden tratar como un medio homogéneo y como un fluido no newtoniano (no exhiben una relación directa entre la velocidad y el esfuerzo de corte), en donde la velocidad del gas es semejante a la velocidad del líquido. Ocurren algunas complicaciones en la reología de la espuma; ya que al cambiar la presión cambia su calidad, por lo cual para hacer un modelo reológico completo de la espuma, se deben conocer las siguientes características.

- Tamaño de la burbuja.
- Distribución del tamaño de la burbuja.
- Distribución espacial del tamaño de la burbuja.



Fig. 1.13. Modelo reológico de una espuma.

Algunos modelos reológicos han sido desarrollados para caracterizar los diferentes efectos observados en la espuma mostrados en la Fig. 1.13. Blauer y colaboradores (1974) modelaron la reología de la espumas mediante el modelo plástico de Bingham, mientras que Patton y colaboradores (1983) las modelaron como un fluido que se comporta semejante al modelo de Ley de Potencias. Otros investigadores como King (1985) y Reidenbach (1986) usaron un modelo más riguroso basado en el modelo plástico de Bingham y Ley de Potencias, al cual se le conoce como el Modelo de Herschel-Bulkley (Ley de Potencias modificada).al control de movilidad del gas.

Rossen (1994) propone que las espumas son fluidos que reducen la movilidad del gas en presencia de una solución acuosa de surfactante bajo las mismas condiciones de saturación del agua. Cuando se habla de espumas en medios porosos se hace referencia a un medio no homogéneo, y que además se tendrá una característica peculiar de un medio poroso que es la garganta de poro, por las cuales pasará la espuma. Se pueden presentar dos casos:

- a) Cuando el tamaño de la burbuja sea menor que el tamaño de poro (Fig. 1.14), este a su vez definirá la curvatura de la lamela.
- b) Cuando la burbuja sea mayor que el poro (Fig. 1.15).

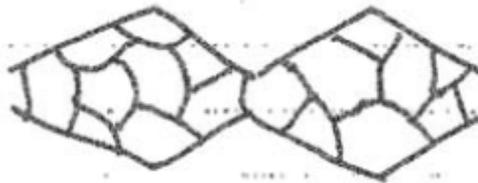


Fig. 1.14 Tamaño de burbuja menor que el poro

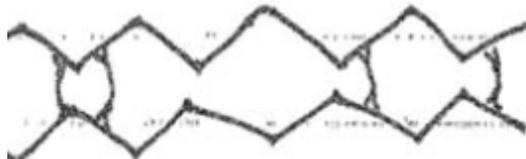


Fig. 1.15 Tamaño de la burbuja mayor que el poro

La espuma con estructura tosca (un pequeño número de lamelas con un tamaño de burbuja grande) es conocida como “espuma débil”; ya que ésta provee una moderada reducción en la movilidad del gas, mientras que a una espuma con estructura fina (un gran número de lamelas con burbujas pequeñas) se le hace referencia como una “espuma fuerte” debido a que ésta provoca una considerable reducción de la movilidad del gas. La Fig. 1.16 muestra estos dos tipos de espumas en comparación con un flujo convencional de gas y agua.

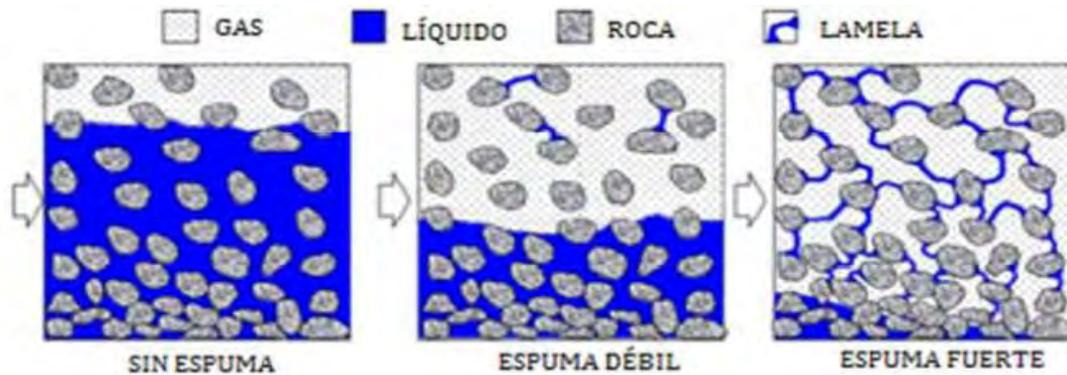


Fig. 1.16. Comparación de un flujo convencional de agua-gas con una espuma débil y una fuerte (Dholkawala & colaboradores, 2007)

La inyección de espumas dentro de los procesos de recuperación mejorada como se percibe en la Fig. 1.17, ha sido empleada principalmente para el control de la movilidad del gas o bien para usar un bache de espuma como “tapón” y así limitar la producción de gas en un pozo productor. Cuando un pozo empieza a producir generalmente se le asocia un casquete de gas que en algún momento y debido a la diferencia entre las velocidades de resbalamiento entre el aceite y el gas, este último se puede conificar y así ver afectada la producción de aceite.

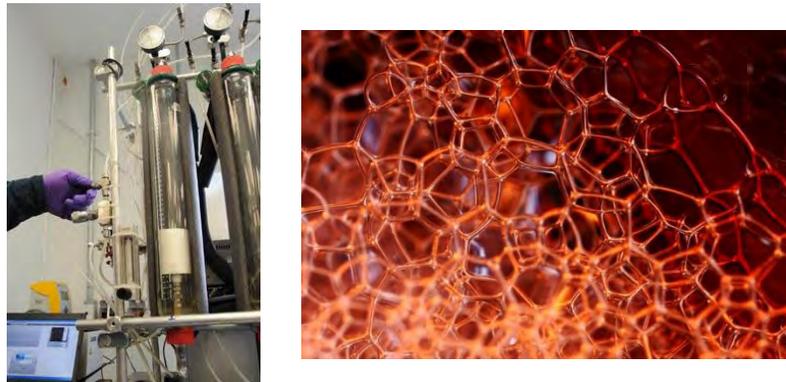


Fig. 1.17. Representación de una espuma, donde la película del líquido puede ser tratada como una superficie. (<http://www.imp.mx/comunicacion/gaceta/?imp=nota¬a=130508dfr>)

Principales usos de las espumas:

- Control de la movilidad: reduce la movilidad del gas en zonas barridas.
- Conexión/Desvío: tiene como objetivo contactar zonas barridas. Es conveniente para formar esfuerzos de campo, la espuma puede durar mayor tiempo y se forma mejor en zonas de alta permeabilidad

Mecanismos de recuperación en la inyección de espumas:

- Inyección continua de espuma de baja calidad
- Posicionamiento de la espuma en el medio de alta permeabilidad
- Cierre del sistema
- Control de movilidad del gas
- Coalescencia de la espuma
- Liberación del surfactante
- Adsorción del surfactante
- Modificación de propiedades interfaciales
- Inyección de un nuevo bache de espuma para barrer el aceite liberado

Variables que controlan los procesos de inyección de espumas:

- Temperatura
- Presión
- Salinidad del agua residual
- Heterogeneidad del medio
- Velocidad de inyección del líquido
- Velocidad de inyección del gas

CAPÍTULO 2.0

DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS



2.1 Ecuación de la Ley de Darcy

Inicialmente Navier-Stokes estudió los principios físicos que rigen el comportamiento de flujo de fluidos viscosos, entre otros investigadores de la hidrodinámica, cuyo fundamento es la distribución del campo de velocidades en cualquier sistema fluyente, estableciendo así, el equilibrio dinámico entre las fuerzas de inercia, viscosas, fuerzas de cuerpo externas y la distribución interna de presiones de fluido. Lo anterior sirvió de base para que Henry Darcy realizara experimentos en filtros empacados de arena, en los que hacía fluir agua, que finalmente lo condujeron a establecer su teoría de flujo de fluidos homogéneos en un medio poroso.

A grandes rasgos la ley de Darcy, describe el flujo de fluidos en un medio poroso, esto solo cuando se cumplen dos condiciones: la primera es que se manejen números de Reynolds bajos y la segunda es que el medio poroso se encuentre ocupado por un fluido Newtoniano. Si se cumplen las dos condiciones anteriores, la ley de Darcy describirá que la velocidad de flujo es directamente proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad de dicho fluido.

La Ley de Darcy para el flujo de fluidos en un medio poroso viene dada por:

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu}\nabla p \dots\dots\dots (1)$$

La permeabilidad del medio poroso (k), es una propiedad de la matriz porosa que ayuda a determinar la facilidad con la que un fluido fluye en un medio poroso y que en la ecuación anterior determina la constante de proporcionalidad entre el gradiente de presión y la viscosidad con la velocidad de flujo.

donde:

- \vec{u} , es la velocidad de flujo o velocidad de Darcy (q/A)
- μ , es la viscosidad del fluido
- ∇p , es el gradiente de presión

La velocidad intersticial que se presenta dentro de la matriz porosa, se puede conocer si se relaciona la velocidad superficial (u), con la porosidad de dicha matriz (ϕ), entonces dicha relación quedará de la siguiente forma:

$$v = \frac{\vec{u}}{\phi} \dots \dots \dots (2)$$

Realmente en el medio poroso de un yacimiento en particular, es muy difícil encontrar la presencia de solo un fluido dentro del medio, generalmente en los poros se encuentran dos o más fluidos, esto recae en que la mojabilidad de la roca afecta principalmente la distribución y el flujo de las fases presentes. Así mismo la permeabilidad relativa a cada fluido se verá afectada por la presencia de otro, esto con base en la saturación con la que cuenta cada fluido.

La Ley de Darcy describe el flujo multifasico en un medio poroso de la siguiente manera:

$$\vec{u}_i = v_i \cdot \phi = - \frac{k \cdot k_{ri}(S_i)}{\mu_i} \nabla p_i \dots \dots \dots (3)$$

Donde:

v_i = Velocidad superficial de la fase

ϕ = Porosidad

k = Permeabilidad absoluta

k_{ri} = Permeabilidad relativa de la fase

S_i = Saturación de la fase

μ_i = Viscosidad de la fase

∇p_i = Gradiente de presión de la fase

La movilidad de un fluido está dada por la relación (k/μ) , con el fin de relacionar la permeabilidad relativa (k_e/k_a) , que se ve afectada cuando dos fluidos se encuentran dentro de un medio poroso; entonces se puede describir la ley de Darcy en función de la movilidad de la fase (i) .

2.1.1 Variables que intervienen en la ecuación de Darcy:

2.1.1.1 Movilidad

La movilidad de un fluido (λ_i) considera un factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad superficial de un fluido con un gradiente de presión en la Ley de Darcy, se define como una relación entre la permeabilidad relativa de un fluido (k_{ri}) y la viscosidad del mismo fluido (μ_i) , en la misma fase.

$$\lambda_i = \frac{k_{ri}}{\mu_i} \dots \dots \dots (4)$$

2.1.1.2 Razón de movilidad

La razón de movilidad (M) , se define como la movilidad de la fase desplazante (λ_D) , dividida por el valor de la movilidad de la fase desplazada (λ_d)

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} \dots \dots \dots (5)$$

$$M = \frac{k_D}{\mu_D} \cdot \frac{\mu_d}{k_d} \dots \dots \dots (6)$$

La eficiencia de desplazamiento se ve afectada por el valor que tome la razón de movilidad, esto es, el valor que tome la razón de movilidad influirá de manera directa en el volumen de aceite a desplazar que se encuentre dentro del medio poroso.

Es posible describir dos escenarios de los posibles valores que pueda tomar la razón de movilidad (M):

1. Cuando $M > 1$: significa que el fluido desplazante, se mueve mas rápido que el fluido desplazado, que para fines de esta tesis, el fluido desplazante será una solución acuosa y el fluido desplazado será el aceite.
2. Cuando $M < 1$: significa que el fluido desplazado se mueve más rápido que el fluido desplazante.

El primer caso se espera que no se presente, ya que el fluido desplazante se moverá sobrepasando al fluido desplazado y como una consecuencia de ésto se presentará una escasa eficiencia de desplazamiento o lo que se conoce como canalización viscosa. Sin embargo, si se desea un desplazamiento favorable u óptimo se debe buscar un valor de (M) menor a uno. La eficiencia de barrido areal y vertical de forma similar a la eficiencia de desplazamiento, se encuentran en función de la razón de movilidad, es decir son inversamente proporcionales al valor que tome (M).

La razón de movilidad se puede mejorar bajando la viscosidad del aceite y aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva del aceite y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante. Por esta razón es conveniente hablar en términos de movilidades. Los diferentes métodos de recuperación ayudan a lograr uno o más de estos efectos.

2.1.1.3 Saturación de un fluido

La saturación de un fluido (S_f) se define como el volumen que ocupa un fluido (aceite, gas o agua) (V_f) en el medio poroso, medido a presión y temperatura a la que se encuentre el poro, dividido entre el volumen total de poros (V_p).

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots\dots\dots (7)$$

Donde f puede representar aceite, agua o gas.

Los poros de un yacimiento siempre están saturados de un fluido, de este modo la suma de todas las saturaciones de fluidos de una roca de un yacimiento debe ser igual al 100% o a 1, si se maneja en fracciones.

$$\Sigma S_f = 1 \dots\dots\dots (8)$$

$$S_w = 1 \dots\dots\dots (9)$$

$$S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots (10)$$

$$S_g + S_w = 1 \dots\dots\dots (11)$$

$$S_o + S_g + S_w = 1 \dots\dots\dots (12)$$

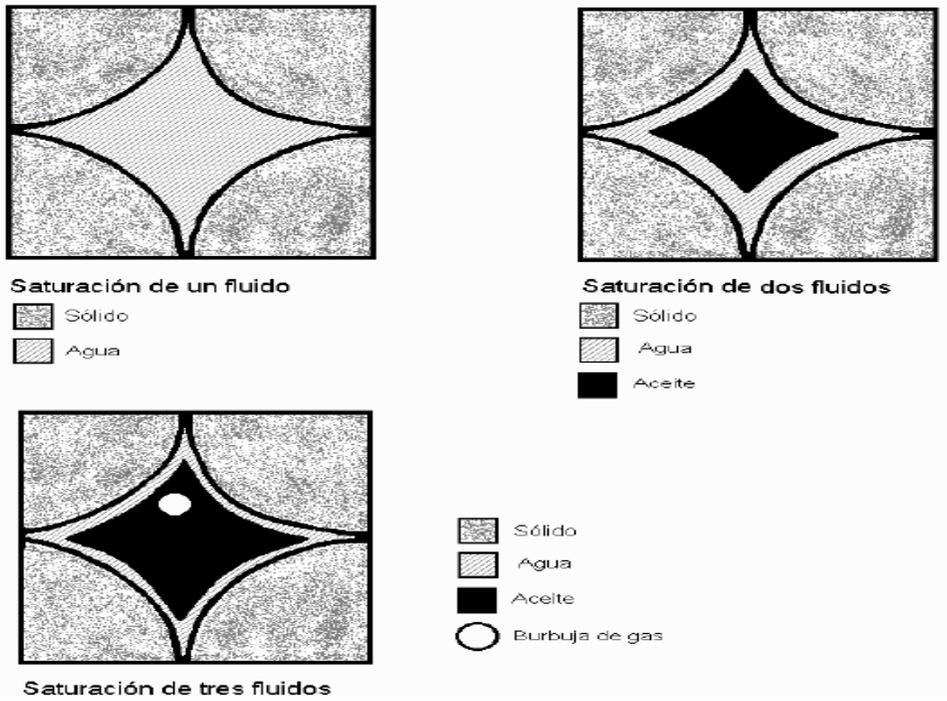


Fig. 2.1. Saturación de fluidos en el poro.

La saturación de los fluidos dentro de un medio poroso, mostrado en la Fig. 2.1 se puede clasificar dependiendo de las condiciones a las que se encuentre, en los siguientes casos:

1. Saturación de agua inicial (S_{wi}): Es el volumen de agua que se encuentra presente al momento de haberse descubierto el yacimiento.
2. Saturación de agua crítica (S_{wc}): Es la saturación mínima a la cual el agua empieza a moverse dentro del yacimiento bajo un gradiente de presión.
3. Saturación de aceite residual o remanente (S_{or}): Es el valor de saturación del aceite después de un periodo de explotación. El término residual se asocia a la fase no mojante.
4. Saturación de aceite crítica (S_{oc}): Es el valor de saturación del aceite a la cual empieza su movimiento dentro del yacimiento bajo de un gradiente de presión.
5. Saturación de aceite móvil (S_{om}): Esta se define como la fracción de volumen de poro que se encuentra ocupada por aceite móvil, como se expresa en la siguiente ecuación, cuando se tiene S_{wi} .

$$S_{om} = 1 - S_{or} - S_{wi} \dots \dots \dots (13)$$

Igualmente para el gas se tendrá saturación de gas residual (S_{gr}), saturación de gas crítica (S_{gc}) y saturación de gas móvil (S_{gm}). La saturación de hidrocarburos, aceite o gas, en un yacimiento puede variar desde la residual hasta la máxima, cuando en la roca se tiene la saturación inicial (S_{wi}). A su vez, la saturación de agua puede variar desde su valor mínimo (S_{wi}) hasta su valor máximo igual a 100 %.

2.1.1.4 Permeabilidad Absoluta (k)

La permeabilidad absoluta se define como una propiedad de la roca de permitir el paso de un fluido mojante a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100 % de un fluido.

Para llegar a la expresión que determine el valor de la permeabilidad absoluta se modela la inyección de un fluido incompresible, lineal horizontal, este fluido se inyecta a un ritmo constante (q) a través de medio poroso homogéneo 100 % saturado con un fluido de viscosidad (μ), en un área de sección transversal constante (A), sujeto a un gradiente de presión (dp/dx) como se muestra en la Fig. 2.2.

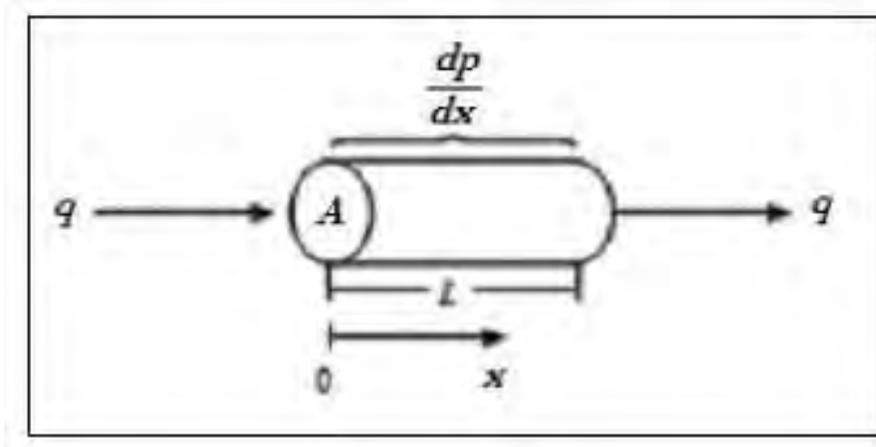


Fig. 2.2. Desplazamiento de un fluido incompresible.

De la ecuación de Darcy se obtiene:

$$q = \frac{kA\nabla P}{\mu L} \dots\dots\dots (14)$$

Despejando (k) de la ecuación anterior:

$$k = \frac{q\mu L}{A\nabla P} \dots\dots\dots (15)$$

La ecuación anterior define a la permeabilidad de un medio poroso donde la unidad de este es el Darcy, el cual se define como: la permeabilidad que posee una roca a través de la cual fluye un fluido incompresible, con viscosidad igual a 1 centipoise (cP), a un ritmo de flujo igual a 1 (cm^3/seg), 1 (atm) como gradiente de presión y un área 1(cm^2).

Realizando el análisis dimensional:

$$1 \text{ darcy} = \frac{\left(\frac{1 \text{ cm}^3}{1 \text{ seg}}\right)(1 \text{ cP})(1 \text{ cm})}{(1 \text{ cm}^2)(1 \text{ atm})} \dots\dots\dots (16)$$

Realizando un análisis dimensional:

$$K = \frac{\left(\frac{L^3}{T}\right)\left(\frac{M}{LT}\right)(L)}{(L^2)\left(\frac{M}{LT^2}\right)} = L^2 \dots\dots\dots (17)$$

2.1.1.5 Permeabilidad Efectiva (k_o, k_g, k_w)

La permeabilidad efectiva a un fluido en particular se define como la permeabilidad del medio a ese fluido cuando la saturación de dicho fluido es menor al 100 %. Se debe considerar que dentro del medio poroso está presente más de un fluido, entonces la permeabilidad efectiva será la permeabilidad a un fluido en particular (aceite, gas o agua), el valor de esta permeabilidad no solo está en función de la roca, sino que también depende de las cantidades y propiedades de los fluidos presentes en ella.

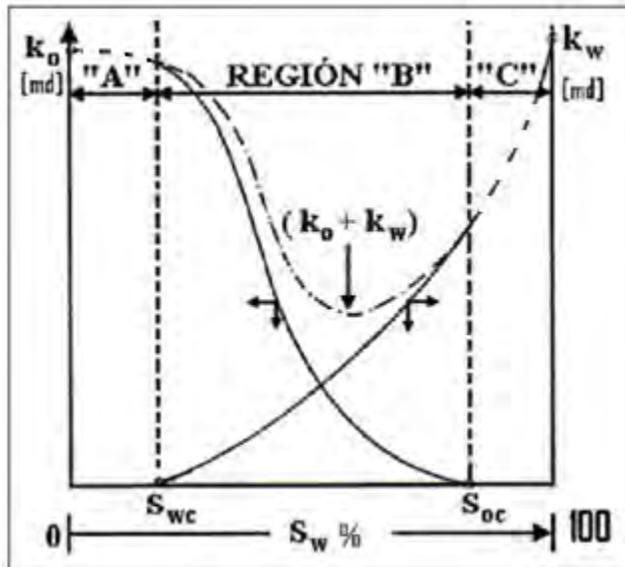


Fig. 2.3. Permeabilidades efectivas en un medio mojado por agua.

En la Fig. 2.3 se pueden observar tres regiones, donde en la región (A) solo podrá fluir aceite ya que ($S_w < S_{wc}$), en la región (B) podrán fluir simultáneamente agua y aceite y finalmente en la región (C) únicamente fluirá el agua.

En la Fig. 2.4 de manera similar a la Fig. 2.3 se muestra el comportamiento de las permeabilidades efectivas al gas y al aceite, aquí se puede observar que la fase mojante en este caso es el aceite, mientras que el gas es la fase no mojante, donde de la misma forma que en la gráfica anterior también puede ser dividida en tres regiones.

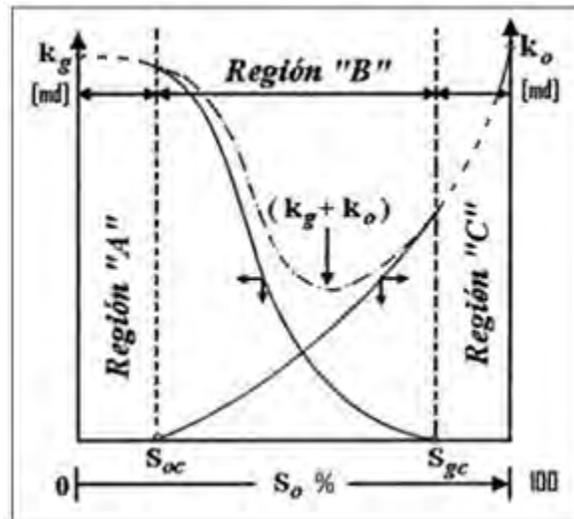


Fig. 2.4. Permeabilidades efectivas al aceite y al gas, donde el aceite es la fase mojante.

2.1.1.6 Permeabilidad Relativa (k_{ro}, k_{rg}, k_{rw})

La permeabilidad relativa a un fluido se define como la relación de la permeabilidad efectiva a cualquier fluido (aceite, gas o agua) entre la permeabilidad absoluta. La permeabilidad relativa se expresa en forma de fracción ya que su valor nunca es mayor a uno. Esta permeabilidad indica con qué facilidad fluye un fluido a través de la matriz rocosa, en presencia de otros fluidos, comparado con la facilidad de flujo que habría si solo fluyera un solo fluido.

Estas propiedades de flujo son consecuencia del efecto combinado de la geometría de los poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de la saturación.

Las ecuaciones para calcular las permeabilidades relativas al aceite, al gas y al agua es:

$$kr_o = \frac{k_o}{k} \dots\dots\dots (18)$$

$$kr_g = \frac{k_g}{k} \dots\dots\dots (19)$$

$$kr_w = \frac{k_w}{k} \dots\dots\dots (20)$$

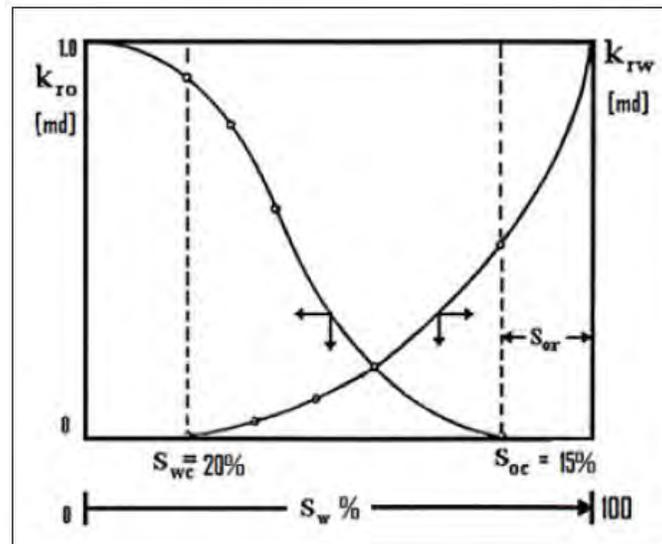


Fig. 2.5. Comportamiento de las permeabilidades relativas.

En la Fig. 2.5 observamos una gráfica típica de curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite donde el fluido mojante es el agua. Comenzando con una saturación de agua de 100 %, las curvas indican que una disminución en la saturación de agua al 85 % (un aumento en la S_o del 15 %) reduce fuertemente la permeabilidad relativa del agua, de 100 a 50 %, en cambio a la saturación de 15 % de aceite, la permeabilidad relativa al aceite es prácticamente cero. Este valor de saturación de aceite de 15 %, se denomina saturación crítica (S_{oc}=15 %), es decir, que la saturación a la que el aceite comienza a fluir, a medida que la saturación de aceite aumenta. También se denomina saturación residual de aceite (S_{or}) al valor por debajo del cual no puede reducirse la saturación de aceite en un sistema agua-aceite. A medida que la saturación de agua disminuye, la permeabilidad relativa al

agua (k_{rw}), también disminuye, en tanto que la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), aumenta. A una saturación de agua del 20 % la k_{rw} es igual a cero y la k_{ro} tiene su valor máximo.

2.1.1.7 Mojabilidad

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a adherirse a la superficie de un sólido, esto en presencia de un segundo fluido. En un medio poroso la distribución de los fluidos no solo se ve afectada por las fuerzas interfaciales entre los fluidos que lo ocupan, sino que también se ve afectada esa distribución por las fuerzas superficiales entre el fluido y el sólido.

La mojabilidad de la matriz rocosa afecta la saturación de los fluidos y de esta manera también se ven afectadas las características de las permeabilidades relativas del sistema roca-fluido. Si la superficie de la roca se pone en contacto con dos fluidos diferentes, generalmente uno de ellos tenderá a mojar a la roca, a la fase de este fluido se le llama fase mojantera.



Fig. 2.6. Efecto de la mojabilidad sobre la saturación de fluidos.

En la Fig. 2.6 Se aprecian dos diferentes tipos de mojabilidad en donde el primer caso la roca es fuertemente mojada por agua y en el otro la roca que es fuertemente mojada por aceite; también cabe destacar que en la mayoría de los yacimientos la roca cuenta con una mojabilidad mixta, esto sucede cuando las dos fases tienden a mojar la roca sin embargo una de estas fases siempre se verá más atraída por la roca, que la otra.

Esto se debe a la heterogeneidad que presenta la roca en su composición química de la superficie que se expone a los fluidos.

Para determinar la mojabilidad de una roca es necesario examinar las fuerzas interfaciales que existen cuando dos fluidos (inmiscibles) se ponen en contacto con una superficie sólida, lo cual se considera en una forma idealizada donde intervienen agua-aceite-sólido mostrado en la Fig 2.7. Las energías de superficie en este tipo de sistemas se relacionan mediante la ecuación de Young-Dupre de la siguiente manera:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos\theta \dots\dots\dots (21)$$

Donde:

- σ_{os} : Energía Interfacial entre el aceite y el sólido, (*dinas/cm*).
- σ_{ws} : Energía interfacial entre el agua y el sólido, (*dinas/cm*).
- σ_{ow} : Energía interfacial (tensión interfacial) entre el aceite y el agua, (*dinas/cm*).
- $\cos\theta$: Coseno del ángulo de la interfase aceite-agua-sólido, medido a través del agua.

Al ángulo de contacto se le da importancia como una medida de la mojabilidad, este ángulo puede variar de 0 a 180° como límite, los ángulos de contacto de menos de 90° medidos a través de la fase agua indican que las condiciones de mojabilidad son preferentemente por agua. Mientras que los ángulos mayores a 90° indican condiciones de mojabilidad preferentemente por aceite, como se analiza en la figura 2.8. Un ángulo de contacto exactamente de 90° indicaría, entonces, que la superficie de la roca tiene igual preferencia por el agua que por el aceite.

En un sentido cualitativo aparecen los términos: “fuertemente mojado por agua”, “fuertemente mojado por aceite” o “mojabilidad intermedia”, sin embargo algunas veces se usan los límites aproximados siguientes, los ángulos de contacto cercanos a cero, se consideran como fuertemente mojado por agua, mientras que los ángulos cercanos a 180° se consideran como fuertemente mojado por aceite. Los ángulos de contacto cercanos a 90° representan una preferencia moderada de mojabilidad y cubren la gama llamada “mojabilidad intermedia”.

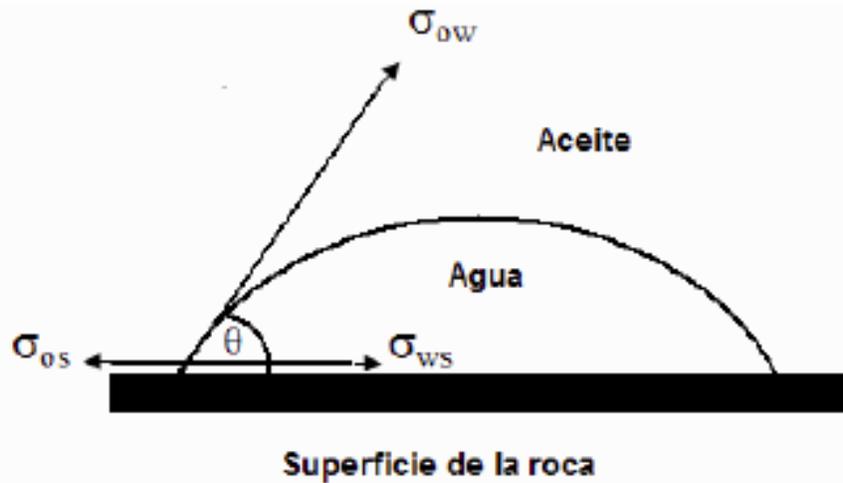


Fig. 2.7. Fuerzas interfaciales entre dos fluidos inmiscibles y un sólido.

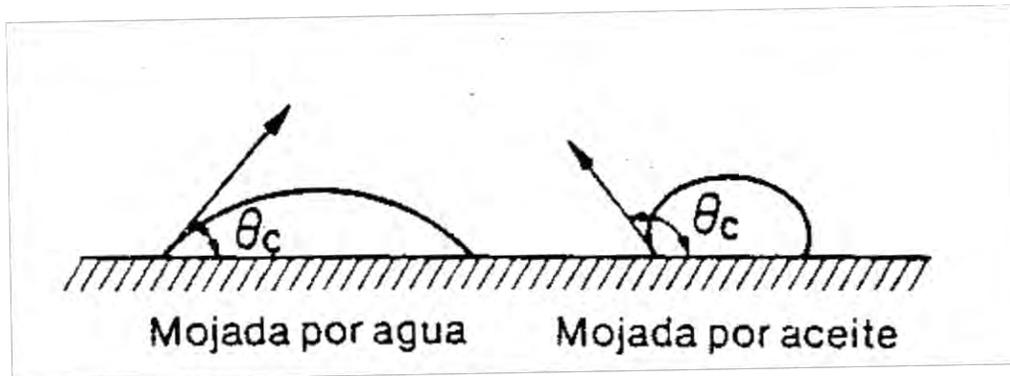


Fig. 2.8. Ángulo de contacto según la fase mojante (agua y aceite).

Los parámetros petrofísicos que se pueden ver afectados por los valores que tome la mojabilidad son la saturación de aceite irreductible, la distribución de los fluidos dentro del yacimiento, la localización del aceite, la localización del agua, el volumen de aceite residual y el mecanismo de desplazamiento.

2.1.1.8 Viscosidad (μ)

La viscosidad de un fluido se define como la resistencia que pone un fluido a ser desplazado cuando se le aplica una fuerza. La fuerza con la que son arrastradas las capas adyacentes a la capa desplazada, determina su viscosidad. Un método sencillo para conocer la viscosidad de un fluido es con un equipo de laboratorio llamado viscosímetro, el cual cuenta con un orificio de tamaño conocido en el fondo.

La velocidad con la que el fluido sale por el orificio es una medida de su viscosidad, generalmente los fluidos que presentan una alta resistencia a fluir son de alta viscosidad, por el contrario, los fluidos que fluyen con más facilidad son de bajas viscosidades.

Una propiedad de todos los fluidos es la viscosidad, ya sean líquidos o gases, en el caso de los gases el efecto de la viscosidad se desprecia ya que estos tienden a comportarse como fluidos ideales. La viscosidad de un fluido puede ser medida mediante un parámetro dependiente de la temperatura, llamado coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad.

1. Coeficiente de viscosidad dinámico, representado por la letra griega (μ), en unidades del SI, $\mu = [Pa \cdot s]$, otra unidades es: $1 \text{ Poise } (P) = 10^{-1}(Pa \cdot s)$
2. La viscosidad cinemática, representado por la letra griega (ν), es un cociente de la viscosidad dinámica entre la densidad, $[\nu = \mu/\rho]$. En unidades SI, $\nu = [m^2 \cdot s^{-1}]$. En unidades del sistema cegesimal su unidad es el Stoke (St).

En el caso del aceite, la viscosidad de este aumenta al disminuir la presión, en condiciones por debajo de la presión de saturación, esto se debe básicamente a la liberación del gas que se encuentra en solución con el aceite. Por encima de la presión de saturación, la viscosidad aumenta al aumentar la presión debido a que las moléculas de la solución se ven forzadas a estar más juntas una con la otra.

2.2 Surfactantes

Los surfactantes o agentes tensoactivos cuentan con una amplia gama de usos dentro de la industria a nivel mundial, esto por su habilidad de poder modificar las propiedades de las superficies y las interfaces. Especialmente en el caso de la industria petrolera los surfactantes son usados en casi todos los procesos de recuperación de aceite, desde la perforación de pozos, inyección de fluidos al yacimiento como en el caso particular de esta tesis, producción de los pozos, en las plantas de tratamiento o refinerías, etcétera; prácticamente todo fluido inyectado de la superficie al yacimiento contiene un agente tensoactivo como aditivo.

La función de estos agentes tensoactivos son ayudar a estabilizar una emulsión o por el contrario ayudar a romper emulsiones, también ayudan a cambiar la mojabilidad, incrementar la solubilidad del aceite en el agua o bien dispersar aditivos en agua o en aceite.

Los surfactantes tienen dos principales propiedades, una de ellas es su actividad interfacial y la otra es su tendencia a asociarse para formar estructuras bien organizadas. La gran actividad interfacial de los surfactantes se puede presentar tanto en superficie agua-aire como en la interfase agua-aceite como se analiza en la Fig. 2.9, donde la actividad interfacial se define como la tendencia a concentrarse en una interfase y disminuir la tensión interfacial o superficial.

El término de interfase se refiere a la línea de frontera que se presenta cuando dos fases inmiscibles se ponen en contacto, el término superficie se usa para hacer referencia a la interfase liquido-gas, cuando un surfactante es disuelto en agua se produce una adsorción de las moléculas de dicho surfactante en la superficie del agua disminuyendo la tensión superficial del agua la cual es una medida de la energía libre superficial del sistema. En el caso de un sistema aceite-agua-surfactante el surfactante se adsorbe en la interfase aceite-agua disminuyendo su tensión interfacial.

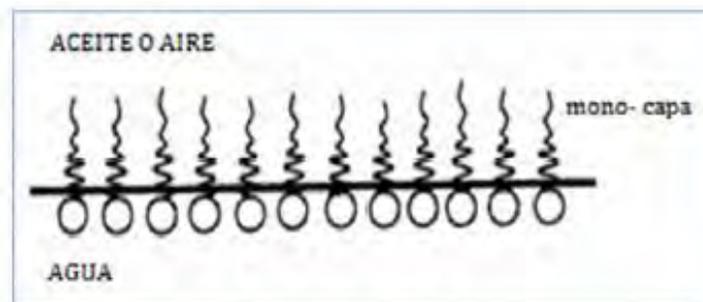


Fig. 2.9. Esquema de una interfase entre dos fases inmiscibles.

El objetivo de los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos en los que se utiliza surfactante es disminuir la tensión interfacial agua-aceite a valores ultra bajos con concentraciones mínimas posibles de surfactantes. Los escasos logros de estos métodos han sido del orden económico al no haberse logrado resultados satisfactorios, utilizando bajas concentraciones de surfactantes.

2.2.1 Estructura de los surfactantes

Los surfactantes se caracterizan químicamente por contar dentro de su estructura molecular con dos grupos distintos, un grupo que posee poca atracción o antipatía por el solvente conocido como grupo liofóbico, el otro grupo por el contrario, cuenta con una fuerte atracción por el solvente, llamado grupo liofílico, si el solvente es agua, estos grupos se conocen como las porciones hidrofóbicas e hidrofílicas del surfactante respectivamente lo cual se esquematiza en la Fig. 2.10

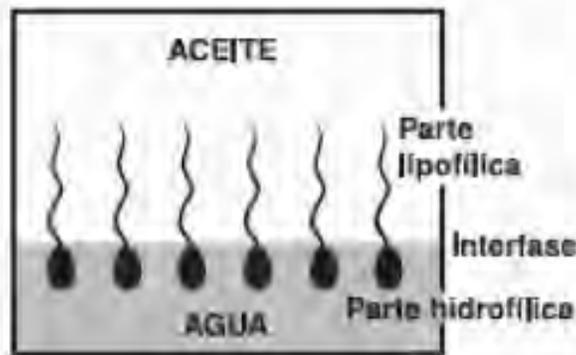


Fig. 2.10. Esquema de una interfase agua-aceite con moléculas de surfactante adsorbidas

El grupo hidrofóbico es generalmente una cadena de carbonos lineal o ramificada que interactúa muy poco con la solución acuosa, mientras que la porción hidrofílica es un grupo con cierto carácter polar o iónico. Cuando una molécula de surfactante se coloca en una interfase agua-aire o agua-aceite, ella puede orientarse de manera que el grupo polar esté en el agua, mientras que el grupo apolar se encontrará fuera del agua, ya sea en el aire o en el aceite. A la porción hidrocarburo usualmente se le llama “cola”, mientras que a la porción iónica se le llama “cabeza” mostrado en la Fig. 2.11.



Fig. 2.11. Diagrama de una molécula de surfactante.

La adsorción de los surfactantes no solo se limita a la interfase “fluido”, también se produce en la interfase líquido-sólido y eventualmente gas-sólido, además de poder modificar los equilibrios trifásicos sólido-fluido-fluido y conducir a la extensión en forma de monocapa, o bien, al cambio de mojabilidad en la superficie rocosa. Durante el proceso de inyección de surfactantes como método de recuperación mejorada, la adsorción desempeña un papel muy importante, ya que la retención del surfactante en el medio poroso puede disminuir la eficiencia de desplazamiento del bache a lo largo de su avance en el yacimiento.

La atracción del surfactante a la interfase aceite-agua ayuda a la reducción de la tensión interfacial, aunque la atracción del surfactante a la interfase roca-agua puede provocar la pérdida del surfactante en la superficie rocosa por la adsorción. La pérdida de surfactante también se puede atribuir a la precipitación por la incompatibilidad de los fluidos del yacimiento o al entrapamiento mecánico.

Gale y Sandwich (1973) listaron cuatro criterios de selección de surfactantes para un proceso de recuperación mejorada:

1. Tensión interfacial agua-aceite baja
2. Baja adsorción
3. Compatibilidad con fluidos del yacimiento
4. Bajo costo

2.2.2 Clasificación de los surfactantes

Los surfactantes se pueden clasificar de acuerdo a la naturaleza de la porción iónica del surfactante (cabeza de la molécula), más particularmente con base en este tipo de disociación de su molécula en solución. Estos pueden ser aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos.

2.2.2.1 Aniónicos

Los surfactantes que entran en esta categoría son frecuentemente agregados de los fluidos que se utilizan para tratamiento en pozos. Estos surfactantes producen una carga negativa cuando se ionizan en una solución acuosa y aunque los minerales presentes dentro del yacimiento, también cuenten con una carga negativa cuando tienen un pH neutro o alto, la adsorción que presenta esta categoría es mínima, en la Fig. 2.12 observamos un esquema de una molécula aniónica. Estos surfactantes son una buena alternativa en los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, ya que son relativamente resistentes a la retención, son estables y pueden ser baratos. Algunos ejemplos de surfactantes aniónicos son:

- Jabones
- Sulfatos
- Sulfonatos
- Fosfatos
- Sulfoxinatos

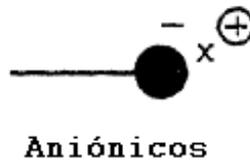


Fig. 2.12. Esquema de una molécula de surfactante tipo Aniónica

2.2.2.2 Catiónicos

Son aquellos que presentan en su cadena lipofílica una carga positiva después de ocurrir la ionización en una solución acuosa, donde en la Fig. 2.13 observamos la estructura molecular de un catiónico. Esta categoría de surfactantes son poco usados ya que tiene una alta retención. Algunos ejemplos de surfactantes catiónicos son:

- Óxidos de aminas
- Sales de aminas
- Aminas cuaternarios

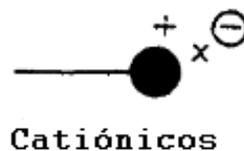


Fig. 2.13. Esquema de una molécula de surfactante tipo Catiónica

2.2.2.3 No-iónicos

En particular esta molécula, observada en la Fig. 2.14 no presenta ninguna carga eléctrica en la terminación de su cadena, este tipo de surfactante no ioniza en una solución acuosa ya que su parte hidrofílica está compuesta por grupos polares no ionizados, además que la cabeza de la molécula es más larga que la cola. Su capacidad interfacial es por diferencia de electronegatividades. Se consideran surfactantes pobres, pero con una gran resistencia a las salinidades. Algunos ejemplos de surfactantes No-iónicos son:

- Alcoholes etoxilados
- Ácidos esteáricos etoxilados
- Sulfoxidos



Fig. 2.14. Esquema de una molécula de surfactante tipo No-Iónica

2.2.2.4 Anfotéricos

Estos surfactantes cuentan con dos grupos de carga opuesta, es decir cuentan con cargas positivas como con cargas negativas en su estructura química, lo cual se aprecia en la Fig. 2.15 y según el pH del medio en el que se encuentre una de las disociaciones prevalece. En otras palabras estos surfactantes actúan dependiendo del medio en el que se encuentren. En un medio básico se comportan como aniónicos y en medio ácido son catiónicos; este tipo de surfactantes solo se usa en casos particulares debido a su costo tan elevado es por eso que aún no se usan en procesos EOR. Algunos ejemplos de surfactantes anfotéricos son:

- Imidazolina
- Betainas
- Sulfobetainas
- Amino ácidos
- Lecitinas

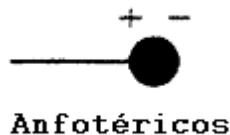


Fig. 2.15. Esquema de una molécula de surfactante tipo Anfotérico

2.2.3 Retención de moléculas de surfactante dentro del medio poroso

El control de la pérdida de surfactante es uno de los principales factores que permite determinar la falla o progreso en un proyecto de inyección de surfactantes. En un proyecto típico de recuperación con surfactantes, el costo del producto químico, generalmente representa la mitad o más del total del costo del proyecto.

Basándose en los mecanismos de pérdida de surfactantes, esta pérdida se puede dividir en tres formas: precipitación, adsorción y una fase ladrona. Sin embargo durante un proceso de inyección de surfactante, la pérdida de surfactante se reporta como un total y no como pérdidas específicas en diferentes mecanismos, ya que esto resulta demasiado complejo.

2.2.3.1 Precipitación

Cuando realizamos una prueba de comportamiento de fase, hablamos de una prueba de estabilidad acuosa; el principal objetivo de esta prueba es para eliminar el problema de la precipitación de un surfactante. Como ya sabemos la solubilidad del surfactante decrece a medida que la salinidad aumenta. Durante la prueba de estabilidad acuosa la solución del surfactante puede llegar a verse afectada por la salinidad, muestra de esto es que el surfactante empieza a precipitarse.

2.2.3.2 Adsorción

La adsorción de un surfactante en la roca del yacimiento puede ser determinada por pruebas estáticas o dinámicas en un laboratorio. Las unidades de la adsorción del surfactante en el laboratorio pueden ser, masa del surfactante adsorbida por unidad de masa de roca (mg/g_{roca}), masa por unidad de volumen poroso (mg/mL_{PV}), moles por unidad de superficie ($\mu eq/m^2$) y moles por unidad de masa de roca ($\mu eq/g_{roca}$). Las unidades usadas en las aplicaciones en campo pueden ser, volumen de surfactante adsorbido por unidad de volumen poroso (mL/mL_{PV}) o masa por unidad de volumen poroso (mg/mL_{PV}).

2.2.3.3 Coeficiente de partición

El coeficiente de partición puede ser causado por una trampa mecánica o trampa hidrodinámica, esta fase es relacionada a flujo multifásico. El mecanismo es

complejo y la magnitud de la pérdida del surfactante depende de las condiciones del flujo multifásico a los cuales se inyecte el surfactante. Sin embargo este tipo de retención de surfactante puede ser más significativo que la adsorción.

2.3 Parámetros que afectan dentro del yacimiento la inyección de un surfactante

La eficiencia de desplazamiento del bache de surfactante es influenciada grandemente por el ambiente físico-químico de los yacimientos en los procesos de recuperación mejorada. Se ha demostrado que tanto la calidad del aceite, el agua intersticial, geología, litología, mineralogía y la temperatura del yacimiento son los principales parámetros que afectan la inyección.

2.3.1 Calidad del aceite

Este parámetro puede influir en el proceso de la inyección de diferentes maneras ya que la viscosidad del aceite puede influenciar en la selección del proceso. La composición química del aceite es muy importante ya que este proceso requiere que la tensión interfacial entre el bache de surfactante y los fluidos del yacimiento sea baja, por lo que es importante conocer la naturaleza química del aceite para seleccionar adecuadamente el surfactante.

2.3.2 Agua Intersticial

Los componentes químicos que generalmente se encuentran en el agua de la formación pueden afectar el comportamiento de los fluidos inyectados. La concentración de iones monovalentes y divalentes puede dañar la solución del surfactante y por lo tanto, el comportamiento de la tensión interfacial, la viscosidad y la estabilidad de la fase de las soluciones. La eficiencia del desplazamiento del bache de surfactante es afectada, así como la movilización del aceite, la movilidad del surfactante y por consecuencia el control de la movilidad.

Existe una concentración óptima de cloruro de sodio para la disminución de la tensión interfacial en un sistema surfactante-aceite (Hill y Colls), si la concentración

de cloruro de sodio llegara a cambiar por tener contacto con el agua intersticial se podría incrementar y así la eficiencia de recuperación disminuiría.

2.3.3 Mineralogía

Los químicos inyectados también son afectados de forma importante por la mineralogía de la roca del yacimiento. La mineralogía influye en la disponibilidad de los iones divalentes así como en la adsorción del surfactante en el medio poroso y consecuentemente como los parámetros anteriores, disminuye la eficiencia del bache de desplazamiento y el control de la movilidad.

2.3.4 Geología/Litología

La roca que compone el yacimiento también puede ser una restricción ambiental para lograr el éxito en la inyección del químico, si el yacimiento es fracturado, los químicos inyectados pueden canalizarse a través de las fracturas y esto ocasionaría una escasa o nula respuesta en la matriz. Si la permeabilidad es baja, la probabilidad de inyectar la solución surfactante a un gasto óptimo no es suficiente.

2.3.5 Temperatura

Mungan, encontró que la temperatura del yacimiento también puede afectar la inyección de surfactantes, ya que los procesos de inyección son dependientes de la temperatura. Dauben y Froning, demostraron que la temperatura puede afectar la inyección de surfactantes, ya que dependiendo de la concentración de sal, la separación de fases puede ocurrir a 150 °F con una solución que es estable a temperatura de laboratorio.

2.4 Ley de Newton de la Viscosidad

Un fluido ideal se define como aquel fluido donde no hay presencia de fricción entre sus partículas, es decir presenta un valor de la viscosidad nulo ($\mu=0$), aunque esto es solo una idealización, en realidad todos los fluidos de alguna manera cuentan con un valor de viscosidad mayor a cero ($\mu>0$) y son compresibles.

Los fluidos con una viscosidad mayor a cero se les conoce como Fluidos Reales, estos fluidos presentan fuerzas tangenciales y fuerzas cortantes, por lo tanto aparecen fuerzas de fricción y surge la propiedad de los fluidos llamada viscosidad.

Para determinar lo anterior Newton modeló un fluido alojado entre dos grandes placas planas y paralelas entre sí, de área (A), estas dos placas se encontraban separadas a un distancia muy pequeña (y). El sistema inicialmente se encuentra en reposo, a partir de un tiempo menor a cero ($t < 0$), posteriormente a un tiempo cero ($t = 0$) la lámina inferior comienza a ponerse en movimiento en dirección del eje (x), a una velocidad constante (v). A medida que el tiempo (t) se incrementa, el fluido gana una cantidad de movimiento, lo que finalmente se establece como, el perfil de velocidad en régimen estacionario, lo anterior mencionado se puede observar en la Fig. 2.16 en donde se representa el experimento.

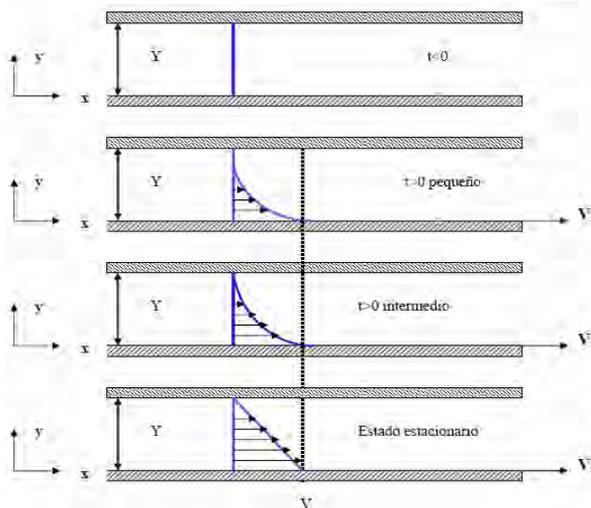


Fig. 2.16. Representación del Comportamiento de la velocidad de corte.

Cuando un fluido en movimiento alcanza el régimen de estado estacionario, es necesario aplicar una fuerza (F), para que el movimiento de la placa inferior se conserve. Si se supone flujo laminar, la fuerza (F) esta dada por la siguiente expresión:

$$F \sim A \frac{v}{y} \dots\dots\dots (22)$$

$$F = \mu A \frac{v}{y} \dots\dots\dots (23)$$

Donde la viscosidad (μ) es la constante de proporcionalidad.

El esfuerzo cortante (τ), es una consecuencia de la existencia de un gradiente de velocidad en un fluido, ya que cuanto mayor sea en valor del gradiente de velocidad, mayor será el valor del módulo de (τ). Este esfuerzo se ejerce en dirección del eje (x), sobre la superficie del fluido (fuerza por unidad de área), situada a una distancia constante (y).

Por lo tanto se presenta una relación entre (τ) y el gradiente de velocidad. Newton propuso un modelo que supone una relación lineal entre ambos, dada por:

$$\tau_{xy} = \frac{F}{A} \dots\dots\dots (24)$$

Si sustituimos la ecuación de la fuerza (F) en la ecuación del esfuerzo cortante (τ), entonces tenemos que:

$$\tau_{xy} = \mu \frac{dv}{dy} \dots\dots\dots (25)$$

A la ecuación anterior se le conoce como la “Ley de Newton de la Viscosidad” y aquellos fluidos que la cumplen se les conoce como **Fluidos Newtonianos**, cabe señalar que todos los gases y la mayoría de los líquidos sencillos tienden a comportarse de este modo.

2.4.1 Fluidos No-Newtonianos

De acuerdo con la ley de la viscosidad de Newton, al representar gráficamente (τ) frente a ($-dv/dy$) para un fluido determinado, debe obtenerse una línea recta que pasa por el origen de coordenadas y cuya pendiente es la viscosidad de dicho fluido a una cierta temperatura y presión.

En efecto, la experiencia demuestra que para todos los gases y los líquidos homogéneos no polimerizados τ es directamente proporcional a $-dv/dy$. Sin embargo existen algunos materiales industrialmente importantes que no se comportan de acuerdo con la ecuación de la ley de la viscosidad de Newton. Se conoce a estas sustancias con el nombre de fluidos No-Newtonianos.

El tema de fluido No-Newtoniano constituye actualmente una parte de otra ciencia más amplia que es la Reología, es decir, la ciencia del flujo y su deformación, que estudia las propiedades mecánicas de los gases, líquidos, plásticos, substancias asfálticas y materiales cristalinos. Por lo tanto el campo de la Reología se extiende, desde la mecánica de los fluidos newtonianos hasta la elasticidad de Hooke. La región comprendida entre ellas corresponde a la deformación y flujo de todos los tipos de materiales pastosos y suspensiones.

El comportamiento reológico en estado estacionario de la mayor parte de los fluidos, puede establecerse mediante una forma generalizada de la ecuación de la ley de Newton:

$$\tau = -\eta \frac{dv}{dy} \dots\dots\dots (26)$$

En donde la viscosidad (η) puede expresarse a su vez en función de (dv/dy) o de (τ) indistintamente. En las regiones donde (η) disminuye al aumentar el gradiente de velocidad ($-dv/dy$), el comportamiento se denomina pseudoplástico y dilatante cuando η aumenta con dicho gradiente. Si η resulta independiente del gradiente de velocidad, el fluido se comporta como Newtoniano y entonces $\eta = \mu$.

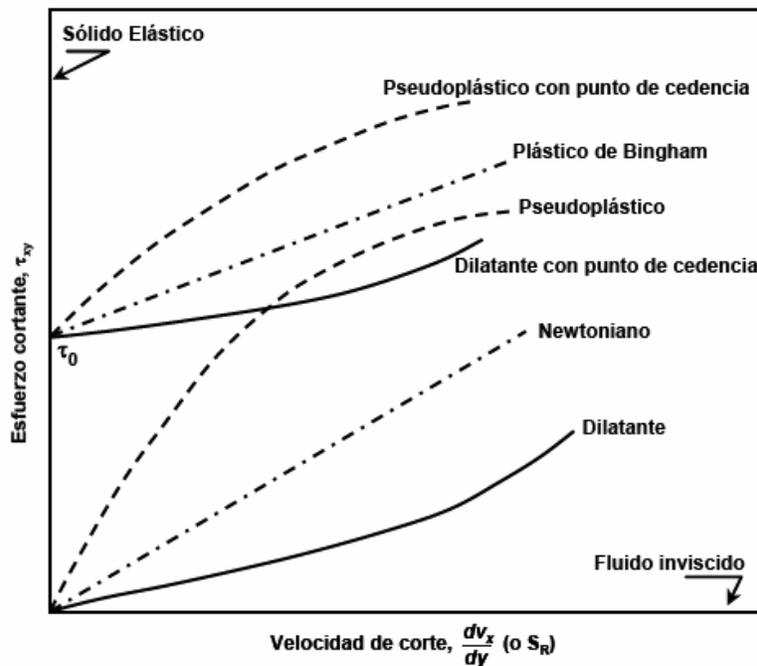


Fig. 2.17. Comportamiento de los fluidos, esfuerzo cortante con respecto a la velocidad de corte

En la Fig. 2.17 observamos una gráfica en la que podemos apreciar una clasificación de los fluidos de acuerdo a su comportamiento respecto al esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Por lo tanto se han propuesto numerosas ecuaciones empíricas o modelos para expresar la relación que existe en estado estacionario entre τ y dv/dy . Todas las ecuaciones contienen parámetros empíricos positivos, cuyo valor numérico puede determinarse correlacionando los datos experimentales de τ frente a dv/dy a temperatura y presión constantes.

2.4.2 Modelo de Ostwald-de Waele (Ley de Potencias)

$$\tau = -m \left| \frac{dv_x}{dy} \right|^{n-1} \frac{dv_x}{dy} \dots\dots\dots (27)$$

Esta ecuación de dos parámetros se conoce también con el nombre de la ley de potencias. Para $n = 1$ se transforma en la ley de la viscosidad de Newton, siendo $m = \mu$, por consiguiente la desviación del valor de n con respecto a la unidad es una medida del grado de desviación del comportamiento newtoniano. Cuando n es menor que uno, el comportamiento del fluido es pseudoplástico, mientras que para valores superiores a la unidad es dilatante.

2.5 Tensión Interfacial

En un sistema formado por dos fases A y B existe una zona de contacto θ entre ambas fases mostrado en la Fig. 2.18. En la región θ las moléculas tienen un entorno molecular distinto a las moléculas que se encuentran en el interior de cada una de las fases. A la zona de contacto θ , se le denomina interfase o capa superficial, su espesor abarca entre diez y cientos de angstroms, considerada como una zona de transición. En esta región la concentración varía desde aquella que corresponde a la fase A hasta la que caracteriza a la fase B.

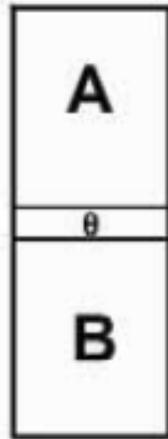


Fig. 2.18. Representación de un sistema bifásico, capa superficial θ entre dos fases A y B.

Dependiendo del estado de agregación en que se encuentre la materia, podemos distinguir diferentes tipos de capas superficiales, entre las cuales se encuentran: sólido-sólido, sólido-líquido y líquido-líquido.

Siempre que dos fases inmiscibles coexistan en un medio poroso, la energía de superficie relacionada a las interfaces tiene una gran influencia sobre la saturación, distribución y desplazamiento de fases en el medio poroso. Como se muestra en la Fig. 2.19, el agua coexiste con el aceite en el medio poroso aunque el yacimiento no haya sido sometido a inyección de agua o haya tenido empuje debido a un acuífero.

Aunque el agua esté inmóvil dentro del medio poroso, las fuerzas interfaciales pueden afectar el comportamiento de los procesos de flujo subsecuentes. En el caso en que a un yacimiento se le haya inyectado agua o haya existido avance del acuífero dentro del yacimiento, la saturación de agua va a ser mayor y el agua será movable.

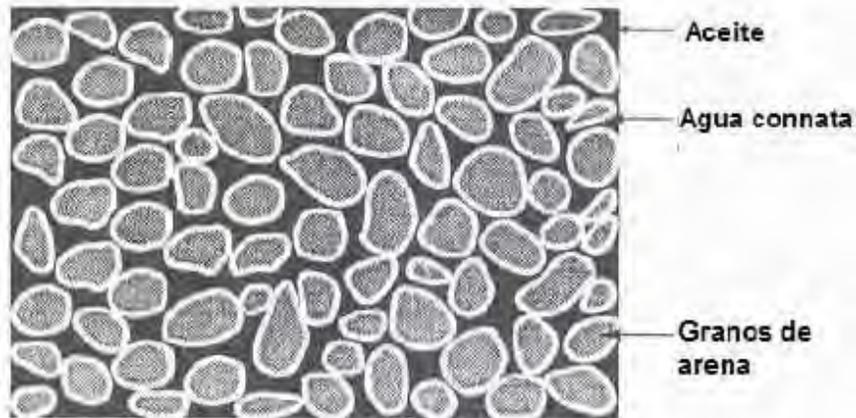


Fig. 2.19. Distribución del aceite y el agua dentro de un medio poroso.

En la mayoría de los procesos de recuperación mejorada se utilizan fluidos que no son completamente miscibles con el aceite o con el agua del yacimiento, por lo que las fuerzas interfaciales deben estudiarse para determinar su importancia en la recuperación del aceite.

El origen de la tensión interfacial se puede visualizar analizando las moléculas de un líquido. En Fig. 2.20 observamos una superficie líquida donde A, B y C representan moléculas de líquido. Las fuerzas de cohesión entre las moléculas en todo el sistema son iguales, excepto en aquellas que están en la región interfacial o cerca de ellas como las moléculas B y C.

Este equilibrio empuja a estas moléculas hacia el interior del líquido, la fuerza de contracción en la superficie es conocida como tensión superficial. Físicamente la tensión interfacial puede definirse como la suma de las fuerzas de contracción que actúan paralelamente a la superficie.

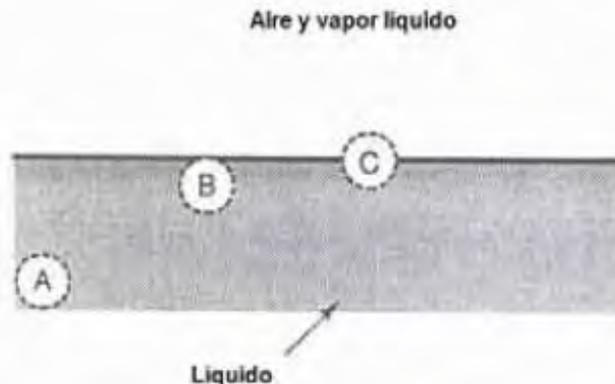


Fig. 2.20. Superficie líquida indicando la posición de las moléculas.

Esta fuerza de superficie, la cual es una fuerza de tensión, se cuantifica en términos de tensión interfacial (σ), la fuerza que actúa en el plano de la superficie por unidad de longitud de la superficie. La tensión superficial puede visualizarse en la Fig. 2.21, donde la fuerza (F) está actuando normalmente a la superficie del líquido de longitud (L).

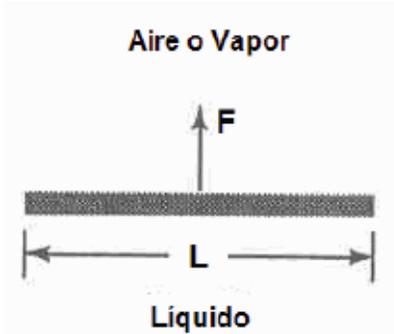


Fig. 2.21. Superficie, fuerza y longitud utilizadas en la definición de tensión interfacial.

La fuerza por unidad de longitud (F/L) requerida para crear área de superficie adicional, es la tensión superficial, normalmente expresada en (*dinas/cm*). La tensión superficial está relacionada al trabajo requerido para crear área de superficie nueva. Se supone que la fuerza (F) de la figura anterior se desplaza a una distancia (dx), creando una superficie nueva de magnitud (Ldx). El trabajo realizado puede expresarse como:

$$W = Fdx \quad \text{ó} \quad W = \sigma dA \dots \dots \dots (28)$$

Donde F es la fuerza aplicada a la superficie, *dinas*; L es la longitud sobre la que se aplicó la fuerza, *cm*; σ es la tensión interfacial, F/L o *dinas/cm* y dA es la nueva área superficial, Ldx , cm^2 . De la expresión anterior se concluye que el trabajo necesario para crear superficie adicional es directamente proporcional a la tensión superficial. A partir de este argumento, σdA también puede representar el término de energía superficial.

El término “tensión superficial” comúnmente se reserva para el caso específico en que la superficie sea entre un líquido y su vapor o el aire. Si la superficie es entre dos fluidos iguales o entre un líquido y un sólido, el termino que se utiliza es el de “tensión interfacial”. La tensión superficial entre el agua y el aire a temperatura ambiente es alrededor de 73 (*dinas/cm*). La tensión interfacial entre el agua e

hidrocarburos puros es alrededor de 30 a 50 (*dinas/cm*). La mezcla de hidrocarburos como los aceites crudos tiene tensiones interfaciales menores, dependiendo de la naturaleza y complejidad de los líquidos.

Se han efectuado un gran número de experimentos para estudiar la variación de la tensión interfacial como una función de diferentes parámetros incluyendo la temperatura, la presión, la concentración de surfactante y la salinidad. Al-Sahhaf y Suttar, demostraron que la tensión interfacial disminuye al incrementarse la temperatura, salinidad y presión, por otro lado la concentración disminuye exponencialmente, como se muestra en las Figs. 2.22 y 2.23:

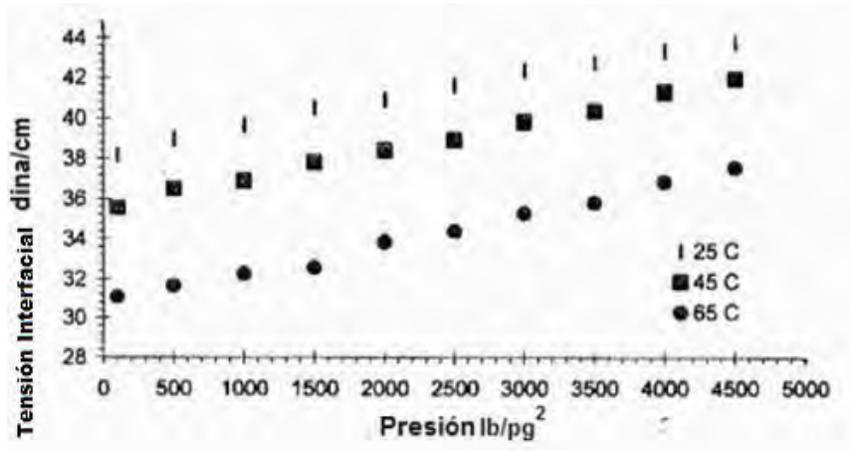


Fig. 2.22. Efecto de la presión y temperatura sobre la tensión interfacial.

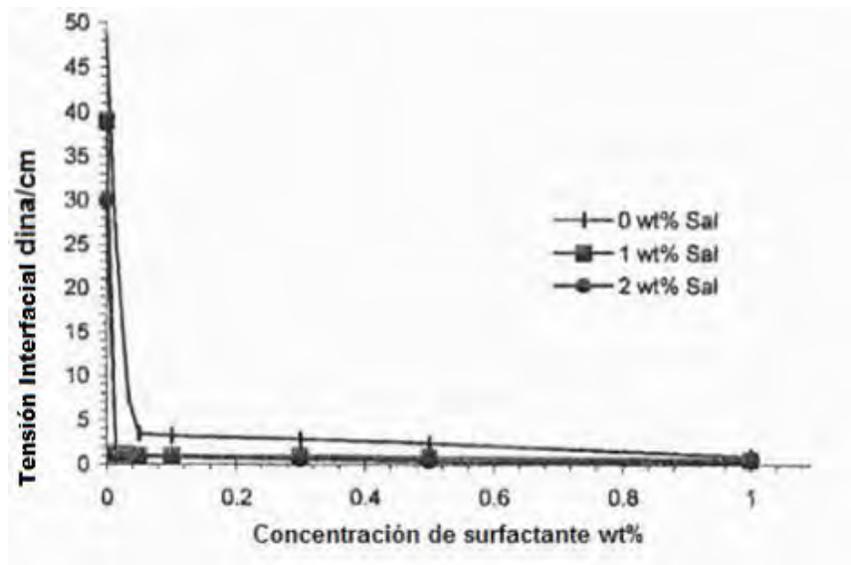


Fig. 2.23. Variación de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante a diferentes concentraciones de cloruro de sodio (NaCl).

2.6 Número Capilar

En un medio poroso principalmente actúan las fuerzas capilares y viscosas, varios autores han sugerido un parámetro adimensional que relaciona estas dos propiedades, este parámetro se conoce como número capilar (N_c).

$$N_c = \left(\frac{\mu v}{\sigma \cos \theta} \right) \dots \dots \dots (29)$$

Donde μ es la viscosidad dinámica del fluido, v es la velocidad, θ es el ángulo de contacto y σ es la tensión interfacial entre la fase agua y la fase aceite.

Generalmente al final de una inyección de agua o de gas, el valor del número capilar es de alrededor de 10^{-6} . Con la finalidad de recuperar una mayor cantidad de aceite utilizando los procesos de inyección de químicos, el número capilar se debe de incrementar hasta un valor de alrededor de 10^{-3} a 10^{-2} . Bajo condiciones de yacimiento prácticas, este cambio de magnitud se puede conseguir disminuyendo la tensión interfacial en la interfase (aceite/salmuera).

Habitualmente el valor de la tensión interfacial entre el aceite y la salmuera es de entre 20 y 30 (dinas/cm). Usando un sistema de surfactante apropiado, esta tensión interfacial se puede reducir hasta un valor de 10^{-3} o 10^{-4} . En otras palabras si consideramos la tensión interfacial en la interfase aceite/matriz como el factor más importante para resistir la deformación de la gota durante su paso a través de los canales de la roca, la reducción de la tensión interfacial, disminuye la resistencia a la deformación.

Una solución de surfactante es capaz de disminuir la tensión interfacial entre el agua y el aceite, por lo tanto permite que el aceite atrapado se mueva libremente fuera de la matriz rocosa. La medición de la tensión interfacial para diferentes condiciones es esencial para evaluar la técnica de la inyección de surfactantes como una técnica de recuperación mejorada viable.

2.7 Presión Capilar

La presión capilar es la diferencia de la presión existente en la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles dentro de un capilar, donde uno de ellos moja la superficie del sólido en forma preferencial. La presión capilar es expresada generalmente como la presión en la fase no mojante menos la presión en la fase mojante inmediatas a la interfase y en la mayoría de los casos arroja un valor positivo. De esta manera es posible definir la presión capilar (P_c) del sistema agua-aceite como la presión en la fase aceite (P_o) menos la presión en la fase agua (P_w).

$$P_c = P_o - P_w \dots \dots \dots (30)$$

Para las espumas, la presión capilar es la diferencia entre la presión de la fase gaseosa y la presión de la fase líquida. Wei Yan considera la ecuación de Young-Laplace y la función de la presión de ruptura para definir a la presión capilar como:

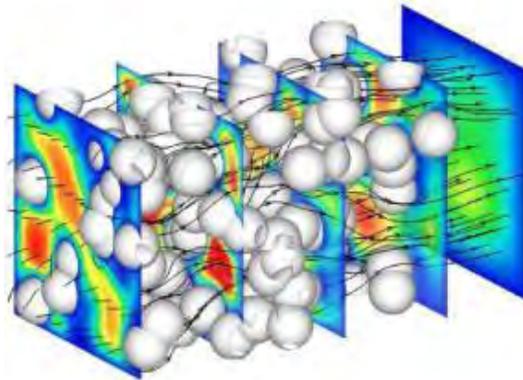
$$P_c = 2\gamma C_m + \Pi(h) \dots \dots \dots (31)$$

donde P_c es la presión capilar, C_m es la curvatura de la lamela, γ es la tensión superficial, Π es la función de la presión de ruptura y h es el espesor de la lamela.

La presión capilar influye en la textura de la espuma, por un lado, la creación de lamelas en el medio poroso requiere de bajos valores de presión capilar, mientras que a altos valores de presión capilar las lamelas se pueden colapsar. La magnitud de presión capilar a la cual pueda ocurrir este último escenario depende principalmente del tipo de surfactante y de la concentración además del tipo de roca.

CAPÍTULO 3.0

TEORÍA DEL TRANSPORTE DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS



3.1 Teoría de Flujo de Fluidos en Medios Porosos

El flujo de soluciones a través de medios porosos es más complicado que el caso de flujo en capilares, ya que además de los cambios en la viscosidad del fluido con la velocidad del flujo, se ha demostrado en determinaciones experimentales que al fluir soluciones a través de medios porosos consolidados y no consolidados, existe una reducción apreciable entre las concentraciones a la entrada y a la salida del medio poroso.

Esta reducción en la concentración del surfactante se ha explicado por medio de la retención de las moléculas del surfactante dentro del medio poroso. También existe una cierta porción del volumen poroso que no es contactado por la solución, conocido como volumen poroso inaccesible. Todo esto en conjunto altera la permeabilidad del medio poroso al paso de la fase acuosa, factor importante en el comportamiento del desplazamiento en el yacimiento.

Los principios fundamentales de la hidráulica, son adaptaciones que se hicieron de los principios de la mecánica, para la comprensión de flujo de fluidos, es por eso que aunque los fluidos no son sistemas rígidos, se encuentran sujetos a la ley de la conservación de la materia, donde se menciona que, “en un sistema cerrado la masa no se crea ni se destruye”.

La ley de la conservación de la materia, anteriormente mencionada; para el estudio de los fluidos se puede definir como: “el flujo de masa por unidad de tiempo que entra o sale de cualquier elemento de volumen infinitesimal de un sistema de fluidos, es igual al cambio por unidad de tiempo de la densidad de los fluidos en el elemento, multiplicado por el volumen de él.

Si el principio de conservación se aplica a un elemento paralelepípedo rectangular con lados (dx, dy, dz) , a su vez, estos paralelos a los ejes coordenados y con centro en un punto P (x, y, z) ; la masa que fluye de entrada por la cara (dy, dz) , que es perpendicular al eje (X) a una distancia $[x - \frac{dx}{2}]$ del plano Y,Z, por unidad de tiempo es:

$$m_{entrada} = \left[\rho v_x - \frac{\delta}{\delta x} (\rho v_x) \frac{dx}{2} \right] dydz \dots \dots \dots (32)$$

Lo que se reflejaría en la cara de salida (dy, dz), a una distancia $[x + \frac{dx}{2}]$, como:

$$m_{salida} = \left[\rho v_x + \frac{\delta}{\delta x} (\rho v_x) \frac{dx}{2} \right] dydz \dots \dots \dots (33)$$

Ahora bien, el flujo que se queda dentro del paralelepípedo, será simplemente la resta algebraica de las dos ecuaciones anteriores, quedando como:

$$m_{e-s} = \frac{\delta}{\delta x} (\rho v_x) dx dy dz \dots \dots \dots (34)$$

Lo anterior solo representa el flujo de masa que pasa por una cara del paralelepípedo, para representar el flujo de todas las caras ($dx dz$) y ($dx dy$) se procede de forma similar y se suman las tres direcciones de posibles flujos. El flujo total por unidad de tiempo que se queda en el elemento $dV = dx dy dz$ es:

$$f_T = \left[\frac{\delta}{\delta x} (\rho v_x) + \frac{\delta}{\delta y} (\rho v_y) + \frac{\delta}{\delta z} (\rho v_z) \right] dx dy dz \dots \dots \dots (35)$$

Por lo que la masa que se encuentra en el paralelepípedo es $\phi \rho dx dy dz$, donde ρ es el valor de la densidad y ϕ la porosidad del medio y la perdida o la ganancia de masa en el elemento $dV = dx dy dz$ en la unidad de tiempo se puede expresar como:

$$\phi \frac{d\rho}{dt} dx dy dz \dots \dots \dots (36)$$

Igualando las dos últimas ecuaciones y usando la forma vectorial se llega a:

$$\nabla \cdot (\rho \vec{v}) = \phi \frac{d\rho}{dt} \dots \dots \dots (37)$$

La ecuación anterior se conoce como “ecuación de continuidad”, esta aparece en todas las variantes de la física, en este caso representa la ley de la conservación de la materia.

Las ecuaciones anteriores son las obtenidas por Navier-Stokes, para definir un sistema hidráulico, junto con la ecuación de continuidad y la de estado. Sin embargo, dado que los problemas de flujo a través de canales irregulares y tortuosos como los de las arenas son complejos, se tiene que recurrir a otras ecuaciones diferentes a las planteadas por Navier-Stokes.

Es posible entender mejor las leyes de flujo, si se incluye la ley de Darcy, la cual menciona que si dos o más fases separadas atraviesan simultáneamente un sólido poroso, entonces el flujo de cada fase será menor al que podría ser producido por el mismo gradiente de presión, si solo estuviera presente una sola fase. Cada fluido compite con el o los demás fluidos presentes en el medio poroso, e impide que el progreso de cada uno de ellos sea mayor; esto se justifica al introducir las variables de las permeabilidades relativas dentro de la ecuación de Darcy.

Para el flujo de dos fases la ley de Darcy es modificada por la introducción de los coeficientes de las permeabilidades relativas (K_{ro}) y (K_{rw}), las siguientes ecuaciones de Darcy determinan el gasto de cada fase (q_o) y (q_w), para un flujo unidimensional, a través de una sección de área (A) que es inclinada a un ángulo (θ) sobre la horizontal. En general la presión sobre la fase del aceite no es la misma presión sobre la fase del agua debido a los efectos de la presión capilar.

$$q_o = -\frac{kk_{ro}A}{\mu_o} \left(\frac{\delta P_o}{\delta x} + \rho_o g \text{sen} \theta \right) \dots\dots\dots (38)$$

$$q_w = -\frac{kk_{rw}A}{\mu_w} \left(\frac{\delta P_w}{\delta x} + \rho_w g \text{sen} \theta \right) \dots\dots\dots (39)$$

Los conceptos de permeabilidad relativa se presentan como ventajas para poder calcular los efectos de la competitividad del flujo de fluidos inmiscibles en un medio poroso, ya que el cálculo de las permeabilidades relativas establece la primera aproximación al cálculo de las saturaciones de fluidos.

3.2 Modelo de Buckley y Leverett

La predicción de un proceso de desplazamiento inmisible se fundamenta en la teoría de flujo fraccional y avance frontal de Buckley y Leverett. Como ya se mencionó, el entendimiento del proceso de inyección de agua es importante para analizar la necesidad de implementar métodos de recuperación mejorada que incrementen la eficiencia de barrido del agua.

El desplazamiento en un medio poroso de un fluido mojante por otro no mojante, o viceversa, es un proceso que da lugar a un régimen de flujo no permanente o transitorio, debido a que las saturaciones de ambos fluidos detrás del frente cambian continuamente con el tiempo, lo que origina a su vez cambios en las permeabilidades relativas y velocidades de flujo de cada una de las fases. La Fig. 3.1 muestra la distribución de saturaciones en cuatro etapas de un desplazamiento lineal de aceite por inyección de agua en un medio poroso, a la saturación de agua irreducible (S_{wi}).

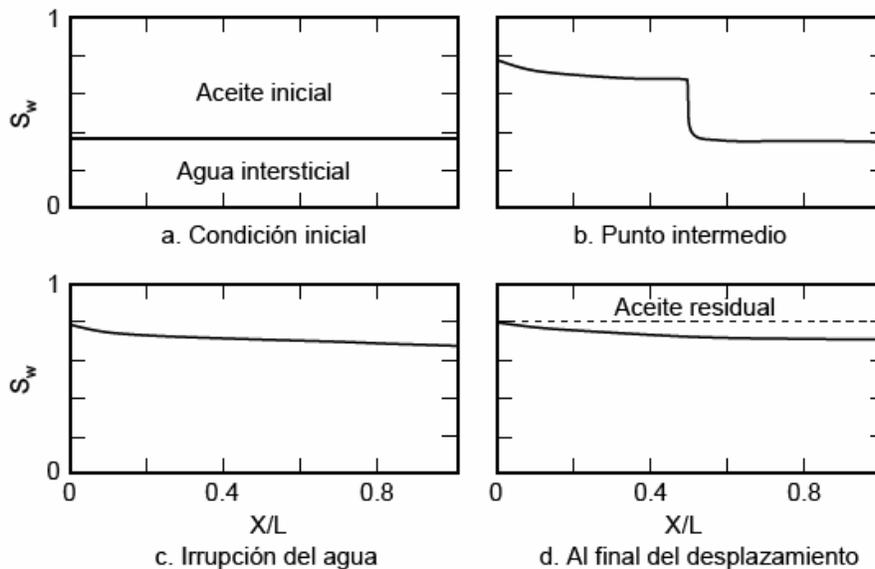


Fig. 3.1. Distribución de saturaciones en cuatro etapas de un desplazamiento lineal de petróleo por agua.

De acuerdo con la Fig. 3.1 el desplazamiento de aceite por agua puede resumirse en lo siguiente:

- (A). Antes de iniciarse la inyección de agua, las saturaciones de los fluidos (S_{wc}, S_{oi}) son uniformes a lo largo del medio poroso ($0 \leq x \leq L$).
- (B). Posteriormente, con la inyección de agua se produce el desplazamiento del aceite en el medio poroso. En el frente de desplazamiento ($x = x_f$), se presenta un cambio en la saturación de agua, de S_{wf} a S_{wc} . Atrás del frente ($x < x_f$), tanto el agua como el aceite se mueven a una velocidad que depende de su permeabilidad relativa y por lo tanto de la saturación de agua local. Adelante del frente ($x > x_f$) solo se desplaza el aceite, mientras que el agua permanece inmóvil, dado que se encuentra a su valor de saturación irreductible. Mientras que el frente no alcance el extremo ($x = L$), solo se producirá aceite a un gasto igual al gasto de inyección de agua afectado por el factor de volumen de aceite.
- (C). Eventualmente el frente de desplazamiento alcanza el extremo final del medio poroso ($x_f = L$), y ocurre la surgencia de agua. Al tiempo requerido se le conoce como tiempo de surgencia (t_{BT}).
- (D). Si se continua la inyección de agua ($t > t_{BT}$), la producción de aceite tiende a disminuir y la de agua a aumentar, reflejándose en un incremento continuo de la relación (agua-aceite). Dentro del medio poroso, la saturación de aceite tiende a su saturación residual. La inyección de agua puede continuar por tiempo indefinido, sin embargo existe un límite económico de abandono.

3.3 Ecuación de Flujo Fraccional

Para deducir la ecuación de flujo fraccional que corresponde al caso donde el agua es la fase desplazante y el aceite es la fase desplazada, la ley de Darcy se expresa separadamente para el flujo de aceite y agua de la siguiente forma:

$$u_o = -\frac{k_o}{\mu_o} \left(\frac{\delta P_o}{\delta L} + g\rho_o \text{sen}\theta \right) \dots\dots\dots (40)$$

$$u_w = -\frac{k_w}{\mu_w} \left(\frac{\delta P_w}{\delta L} + g\rho_w \text{sen}\theta \right) \dots\dots\dots (41)$$

Transformando las ecuaciones (40) y (41), se obtiene:

$$u_o \frac{\mu_o}{k_o} = -\frac{\delta P_o}{\delta L} - g\rho_o \text{sen}\theta \dots\dots\dots (42)$$

$$u_w \frac{\mu_w}{k_w} = -\frac{\delta P_w}{\delta L} - g\rho_w \text{sen}\theta \dots\dots\dots (43)$$

Restando la ecuación (42) de la ecuación (43), se obtiene:

$$u_w \frac{\mu_w}{k_w} - u_o \frac{\mu_o}{k_o} = -\left(\frac{\delta P_w}{\delta L} - \frac{\delta P_o}{\delta L} \right) - g(\rho_w - \rho_o) \text{sen}\theta \dots\dots\dots (44)$$

Ahora bien, la presión capilar se define como la presión de la fase aceite menos la presión de la fase de agua, por lo tanto:

$$P_c = P_o - P_w \dots\dots\dots (45)$$

Aquí la diferencia de densidades, se define como la diferencia que existe entre la densidad del agua y la densidad de aceite, por lo tanto:

$$\Delta\rho = \rho_w - \rho_o \dots\dots\dots (46)$$

Sustituyendo las ecuaciones (45) y (46) en la ecuación (44), obtenemos:

$$u_w \frac{\mu_w}{k_w} - u_o \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{\delta P_c}{\delta L} - g \Delta \rho \text{sen} \theta \quad \dots\dots\dots (47)$$

La velocidad total, (u_t), puede definirse como la suma de las velocidades del agua y del aceite. Por lo tanto:

$$u_t = u_o + u_w \quad \dots\dots\dots (48)$$

Sustituyendo la ecuación (48) en la ecuación (47), esto para eliminar la velocidad del aceite (u_o), obtenemos:

$$u_w \frac{\mu_w}{k_w} - (u_t - u_w) \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{\delta P_c}{\delta L} - g \Delta \rho \text{sen} \theta \quad \dots\dots\dots (49)$$

O bien:

$$u_w \left(\frac{\mu_w}{k_w} + \frac{\mu_o}{k_o} \right) - u_t \left(\frac{\mu_o}{k_o} \right) = \frac{\delta P_c}{\delta L} - g \Delta \rho \text{sen} \theta \quad \dots\dots\dots (50)$$

Dividiendo la ecuación (50) por la velocidad total (u_t), se obtiene:

$$\frac{u_w}{u_t} \left(\frac{\mu_w}{k_w} + \frac{\mu_o}{k_o} \right) - \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{1}{u_t} \left(\frac{\delta P_c}{\delta L} - g \Delta \rho \text{sen} \theta \right) \quad \dots\dots\dots (51)$$

Ordenando la ecuación (51), para obtener el término (u_w/u_t), se obtiene:

$$\frac{u_w}{u_t} = \frac{\frac{\mu_o}{k_o} + \frac{1}{u_t} \left(\frac{\delta P_c}{\delta L} - g \Delta \rho \text{sen} \theta \right)}{\frac{\mu_w}{k_w} + \frac{\mu_o}{k_o}} \quad \dots\dots\dots (52)$$

El termino de flujo fraccional (f_w) se define como la fracción de agua en la corriente total. Por lo tanto, por definición:

$$f_w = \frac{u_w}{u_t} \quad \dots\dots\dots (53)$$

Sustituyendo la ecuación (53) en la ecuación (52) y dividiendo numerador y denominador del lado derecho de la ecuación (52) por el término (μ_o/k_o) , se obtiene:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{u_t \mu_o} \left(\frac{\delta P_c}{\delta L} - g \Delta \rho \sin \theta \right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \dots\dots\dots (54)$$

Donde:

- f_w = fracción de agua en el flujo que pasa por cualquier punto de la roca
- k_o = permeabilidad efectiva del aceite
- k_w = permeabilidad efectiva del agua
- u_t = velocidad total del fluido (q_t/A)
- μ_o = viscosidad del aceite
- μ_w = viscosidad del agua
- P_c = presión capilar (presión de la fase aceite menos presión de la fase agua)
- L = distancia medida en el sentido del movimiento
- g = aceleración de la gravedad
- $\Delta \rho$ = diferencia de densidad entre agua y aceite
- θ = ángulo del echado de la formación con respecto a la horizontal

La ecuación (54) representa la ecuación completa de flujo fraccional, esta expresa que el flujo fraccional de agua está en función de las viscosidades de los fluidos, permeabilidades relativas al agua y al aceite, la velocidad total del fluido, el gradiente de presión capilar y las fuerzas gravitacionales. Sin embargo para una mayor simplificación, consideramos el caso especial en el cual el desplazamiento de aceite por agua ocurre en un sistema horizontal. También supongamos que el gradiente de presión capilar sea despreciable.

Entonces la ecuación (54) se reduce a:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \dots\dots\dots (55)$$

Es importante mencionar que la misma solución usada aquí, podría utilizarse para deducir la ecuación de flujo fraccional aplicable al desplazamiento de aceite por gas.

3.4 Ecuación de Avance Frontal

La ecuación de avance frontal involucra dos consideraciones:

1. No existe la transferencia de masa entre fases.
2. Las fases son incompresibles.

Considérese un elemento infinitesimal de roca con una porosidad (ϕ), de área (A) y longitud (L) en el sentido del flujo. El gasto de masa de agua, que es el fluido desplazante que entra al elemento, en el punto (L), es:

$$(q_w \rho_w)_L \dots\dots\dots (56)$$

El gasto de masa de agua que sale del elemento en el punto ($L + \Delta L$), es:

$$(q_w \rho_w)_{L+\Delta L} \dots\dots\dots (57)$$

La acumulación del gasto de masa de agua en el elemento es por lo tanto:

$$A\phi\Delta L \frac{\delta}{\delta t} (S_w \rho_w) \dots\dots\dots (58)$$

El gasto de masa de agua que entra al elemento de roca menos el gasto de masa de agua que sale es de acuerdo con los principios de balance de materia, igual al gasto de masa de agua acumulado en el elemento de la roca, por lo tanto:

$$(q_w \rho_w)_L - (q_w \rho_w)_{L+\Delta L} = A\phi\Delta L \frac{\delta}{\delta t} (S_w \rho_w) \dots\dots\dots (59)$$

Por definición:

$$F(L, t) - F(L + \Delta L, t) = - \left(\frac{\delta F}{\delta L} \right)_t dL \dots\dots\dots (60)$$

Por lo tanto la ecuación (56) puede escribirse como:

$$\frac{\delta}{\delta L} (q_w \rho_w) + A\phi \frac{\delta}{\delta t} (S_w \rho_w) = 0 \dots\dots\dots (61)$$

Sin embargo una de las suposiciones es que los fluidos se consideran incompresibles, por lo tanto la densidad del agua (ρ_w), no es función del tiempo ni de la distancia. Por lo tanto:

$$\frac{\delta}{\delta L} (q_w) + A\phi \frac{\delta}{\delta t} (S_w) = 0 \dots\dots\dots (62)$$

$$\left(\frac{\delta S_w}{\delta t} \right)_L = \frac{-1}{A\phi} \left(\frac{\delta q_w}{\delta L} \right)_t \dots\dots\dots (63)$$

Puesto que el gasto de agua (q_w), es función de la saturación de agua y del tiempo, entonces:

$$dq_w = \left(\frac{\delta q_w}{\delta S_w} \right)_t dS_w + \left(\frac{\delta q_w}{\delta t} \right)_{S_w} dt \dots\dots\dots (64)$$

Derivando con respecto a la longitud (L), para un tiempo fijo (t), se obtiene:

$$\left(\frac{\delta q_w}{\delta L} \right)_t = \left(\frac{\delta q_w}{\delta S_w} \right)_t \left(\frac{\delta S_w}{\delta L} \right) \dots\dots\dots (65)$$

O bien:

$$\left(\frac{\delta S_w}{\delta L} \right)_t = \frac{\left(\frac{\delta q_w}{\delta L} \right)_t}{\left(\frac{\delta q_w}{\delta S_w} \right)_t} \dots\dots\dots (66)$$

Análogamente, la saturación de agua (S_w), es función de la distancia y del tiempo y por lo tanto, para una saturación constante:

$$dS_w = \left(\frac{\delta S_w}{\delta L}\right)_t dL + \left(\frac{\delta S_w}{\delta t}\right)_L dt = 0 \dots\dots\dots (67)$$

Por lo tanto:

$$\left(\frac{\delta L}{\delta t}\right)_{S_w} = -\frac{\left(\frac{\delta S_w}{\delta t}\right)_L}{\left(\frac{\delta S_w}{\delta L}\right)_t} \dots\dots\dots (68)$$

Sustituyendo las ecuaciones (63) y (66) en la ecuación (68), obtenemos:

$$\left(\frac{\delta L}{\delta t}\right)_{S_w} = \frac{1}{A\phi} \left(\frac{\delta q_w}{\delta S_w}\right)_t \dots\dots\dots (69)$$

El término f_w , es por definición, la fracción de agua en la corriente total. Por lo tanto:

$$q_w = f_w q_t \dots\dots\dots (70)$$

Diferenciando la ecuación (70) con respecto a la saturación de agua (S_w), para un tiempo constante (t), se tiene:

$$\left(\frac{\delta q_w}{\delta S_w}\right)_t = f_w \left(\frac{\delta q_t}{\delta S_w}\right)_t + q_t \left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w}\right)_t \dots\dots\dots (71)$$

Sin embargo, puesto que los fluidos son incompresibles, la variación de la velocidad total con la saturación para un tiempo cualquiera es cero, entonces:

$$\left(\frac{\delta q_w}{\delta S_w}\right)_t = q_t \left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w}\right)_t \dots\dots\dots (72)$$

Sustituyendo la ecuación (72) en la ecuación (69), se tiene:

$$\left(\frac{\delta L}{\delta t}\right)_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w}\right)_t \dots\dots\dots (73)$$

La ecuación (73) indica que la velocidad de avance de un plano de saturación es igual a la velocidad superficial total del fluido, multiplicada por la derivada de flujo fraccional con respecto a la saturación de agua.

3.5 Teoría de Buckley y Leverett

Buckley y Leverett (1942) presentaron la ecuación de avance frontal, considerando un pequeño elemento dentro de un medio poroso continuo, expresaron la diferencia entre el gasto del fluido desplazante al entrar a este elemento y el gasto al salir de él, en función de la acumulación del fluido desplazante. Transformando esta ecuación de balance de materia, puede obtenerse la ecuación del avance frontal:

$$\left(\frac{\delta L}{\delta t}\right)_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w}\right)_t \dots\dots\dots (74)$$

La ecuación (74) establece que la velocidad de avance de un plano de saturación de agua fija es igual a la velocidad total del fluido multiplicada por la variación de la composición de la corriente que fluye, producida por un pequeño cambio en la saturación del fluido desplazante. Es decir cualquier saturación de agua (S_w), se mueve a lo largo de la trayectoria del flujo a una velocidad igual a:

$$\frac{q_t}{A\phi} \frac{df_w}{dS_w} \dots\dots\dots (75)$$

Al aumentar el gasto total (q_t), la velocidad del plano de saturación aumenta proporcionalmente, por el contrario al reducir el gasto total, la velocidad de saturación baja proporcionalmente, la ecuación (74) puede integrarse para obtener:

$$L = \frac{W_i}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) \dots\dots\dots (76)$$

Donde L , es la distancia total en la que se mueve el plano de saturación de agua dado.

Buckley y Leverett indicaron que la ecuación (76), puede ser usada para calcular la distribución de saturaciones existentes en una inyección de agua. El valor de (df_w/dS_w) , es la pendiente de la curva de flujo fraccional contra la saturación de agua. La mayoría de las curvas de flujo fraccional indican dos saturaciones de agua con el mismo valor de (df_w/dS_w) . La consecuencia de esto es que, de acuerdo a la ecuación (74), dos diferentes saturaciones de agua tendrían la misma velocidad, es decir, existirían en el mismo punto de la formación en el mismo tiempo, esta situación se hace absurda, si existe un gradiente de saturación inicial arriba del contacto agua-aceite, antes de la inyección de agua, la distribución de saturación calculada tiene un triple valor para una parte de su longitud.

Buckley y Leverett reconocieron la imposibilidad física de esta situación. En la Fig. 3.2 se muestra la gráfica en la que observaron que la interpretación correcta, es que una parte de la distribución de las saturaciones calculadas es imaginaria y que la curva de saturación contra la distancia real es discontinua.

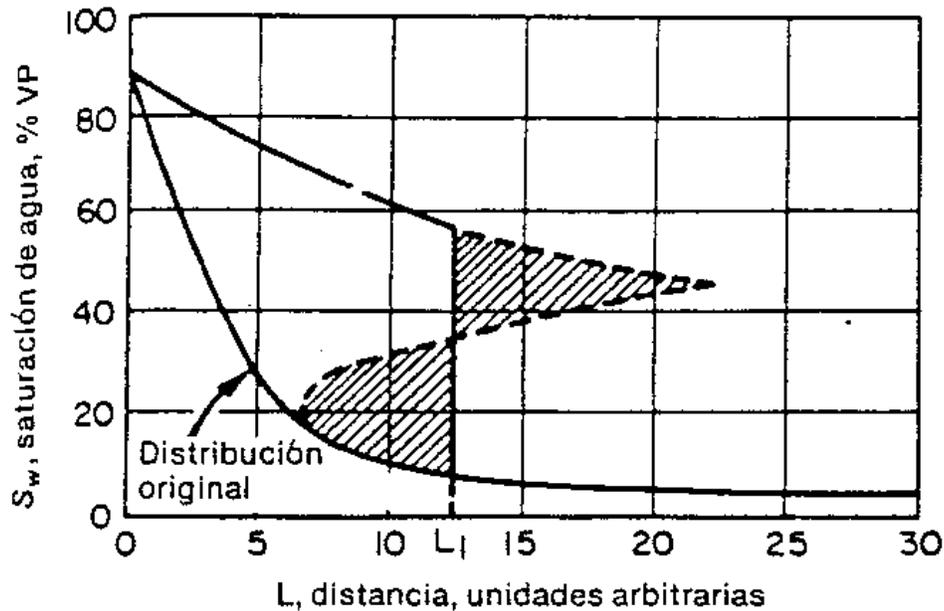


Fig. 3.2. Distribución de la saturación "triple valor".

La parte imaginaria de la curva se representa con línea punteada; mientras que la curva de distribución real es una línea continua que se interrumpe en L_1 . La posición del plano en L_1 queda determinada por balance de materia; las áreas sombreadas entre las curvas "imaginaria" y "real" a la izquierda y a la derecha de L_1 son iguales. Buckley y Leverett reconocieron que el gradiente de presión capilar, que se despreció al usar la curva de flujo fraccional sería excesivamente grande en la saturación.

Debido a la curva de triple valor y su importancia, algunos investigadores dudaron usar la ecuación de avance frontal de Buckley y Leverett. Finalmente Terwilliger (1951) publicó en un trabajo de importancia fundamental, la aplicación de las ecuaciones de flujo fraccional y de avance frontal al comportamiento del drenaje por gravedad de gas-aceite. Descubrieron que para la gama inferior de saturaciones del fluido desplazante (gas), todas estas saturaciones se movieron descendientemente a la misma velocidad, con el resultado de que la forma de la distribución de saturaciones en esta gama de saturación resultó constante en el tiempo. Llamaron a esta distribución de saturaciones la "zona estabilizada".

Descubrieron que al utilizar la forma completa de la ecuación de flujo fraccional, con las características de permeabilidad relativa gas-aceite en régimen permanente y las características de presión capilar, se obtenía una concordancia entre la distribución de la saturación calculada y la observada. Los autores demostraron que al trazar una tangente a la curva de flujo fraccional desde S_w , correspondiente a la

saturación inicial del fluido desplazante y un valor de $f_w = 0$, se podía definir la saturación en el extremo corriente arriba de la zona estabilizada. Como resultado de este trabajo se desarrollaron los conceptos de:

- Zona estabilizada: intervalo de saturación en el que todos los puntos de saturación se mueven a la misma velocidad.
- Zona no estabilizada: intervalo de saturación donde todos los puntos de saturación siguen separándose.

En 1952, Welge amplió el trabajo de Buckley y Leverett. Demostró que la construcción de una curva tangente a la curva de flujo fraccional era equivalente a la técnica de “equilibrio de áreas”, ya propuesta por Buckley y Leverett, para determinar la saturación en la discontinuidad. Welge siguió con su estudio hasta deducir la ecuación que relaciona la saturación promedio del fluido desplazante con las saturaciones en el extremo productor del sistema; por lo tanto según la terminología de inyección de agua:

$$S_w - S_{w2} = Q_i f_{o2} \dots\dots\dots (77)$$

Donde:

- S_w = saturación de agua promedio
- S_{w2} = saturación de agua en el extremo productor del sistema
- Q_i = volumen poroso de fluido inyectado acumulado
- f_{o2} = flujo fraccional de aceite producido

Esta ecuación es importante debido a que relaciona tres factores de mucho interés para la inyección de agua:

1. La saturación de agua promedio, y por lo tanto la recuperación total de aceite
2. El volumen acumulativo de agua inyectada
3. La fracción de aceite y por lo tanto, la fracción de agua y la relación agua-aceite producida.

Welge también determino que:

$$Q_i = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w2}}} \dots\dots\dots (78)$$

La ecuación anterior hace posible relacionar independientemente el agua acumulativa inyectada con la saturación de agua en el extremo productor.

3.6 Eficiencias de desplazamiento

En el desplazamiento de los fluidos es común referirse al término de eficiencia de desplazamiento, debido a que las propiedades geológicas, litológicas y petrofísicas de la formación productora no permiten que los fluidos del yacimiento sean desplazados en su totalidad. Las eficiencias de desplazamiento comúnmente referidas en la ingeniería de yacimientos se mencionan a continuación:

3.6.1 Eficiencia de desplazamiento microscópico (E_D)

Se define como el cociente del volumen de hidrocarburos desplazados del medio poroso dividido por el volumen del espacio poroso ocupado por hidrocarburos. Esta eficiencia de desplazamiento es influenciada en gran parte por la mojabilidad de la roca y el equilibrio entre las fuerzas retentivas y las fuerzas de expulsión de los fluidos a nivel de poro.

$$E_D = \frac{(volumen\ de\ aceite\ al\ inicio\ de\ la\ inyeccion) - (volumen\ de\ aceite\ remanente)}{volumen\ de\ aceite\ al\ inicio\ de\ la\ inyeccion}$$

$$E_D = \frac{S_{oi} - \frac{B_{oi}}{B_o} S_o}{S_{oi}} \dots \dots \dots (79)$$

Donde:

S_{oi} = Saturación de aceite inicial

B_{oi} = Factor de volumen de aceite

B_o = Factor de volumen de aceite inicial

S_o = Saturación de aceite

S_{oi} = Saturación inicial de aceite

Si se considera que $B_{oi} = B_o = cte$, y que no existe gas libre al inicio:

$$E_D = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \dots \dots \dots (80)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

S_{wi} = Saturación inicial de agua

3.6.2 Eficiencia de desplazamiento areal (E_A)

Esta eficiencia se mide sobre un plano horizontal representativo del área del yacimiento, y se define como el cociente del área puesta en contacto con el fluido inyectado a un tiempo determinado, dividida entre el área del patrón. Es fuertemente influenciada por la relación de movilidades, y la presencia y tipo de las heterogeneidades existentes en el yacimiento.

3.6.3 Eficiencia de desplazamiento vertical (E_{vt})

Hace referencia a una sección transversal representativa del yacimiento, y se define como el cociente del área de la sección cubierta por el fluido inyectado a un tiempo determinado, dividida entre el área total de la sección. Depende fuertemente de la heterogeneidad del yacimiento.

3.6.4 Eficiencia de desplazamiento volumétrico (E_V)

Se define como el producto de las eficiencias de desplazamiento areal y vertical; representa la parte del yacimiento que es barrida por el fluido inyectado.

$$E_V = E_A E_{Vt} \dots \dots \dots (81)$$



CAPÍTULO 4.0

MODELO ANALÍTICO APLICADO A FLUIDOS NO-NEWTONIANOS

4.1 Comprensión del modelo

Para entender el comportamiento del flujo fraccional aplicado a fluidos No-Newtonianos, es necesario comprender las principales variables que intervienen en un proceso de inyección de espumas dentro de un yacimiento. Basándonos en el artículo publicado por Rossen (2011) "Fractional Flow Theory Applicable to Non-Newtonian Behavior in EOR Processes", el cual establece las ecuaciones básicas para el entendimiento de flujo de fluidos en medios porosos partiendo de la ecuación de Darcy.

Rossen propone un modelo radial con flujo en una sola dirección, donde el flujo fraccional se encuentra en función de la distribución del medio poroso y en cada espacio mantiene un comportamiento diferente. El mecanismo de empuje en este modelo es por expansión de gas y la contribución de los efectos de segregación gravitacional y viscosidad se encuentra en función de la sección transversal del yacimiento.

Las suposiciones que Rossen utilizó para la aplicación del modelo, observadas en la Fig. 4.1 son:

1. El yacimiento es cilíndrico y homogéneo, espesor uniforme, con un radio interno (r_w) y un radio externo (r_e) donde se asume que ($r_e \gg r_w$).
2. Solo se encuentran presentes dos fases móviles aunque una tercera fase inmóvil puede estar presente.
3. Los fluidos son inyectados desde el límite interior, donde ($r=r_w$). Aun gasto constante y un flujo fraccional de agua.
4. Las fases son incompresibles y cada componente químico es soluble en una fase. En principio la adsorción de químicos de la fase acuosa sobre la superficie de la roca es permitida, aunque por simplicidad de esta teoría se desprecia.
5. Los procesos de dispersión incluyendo la digitación viscosa, la difusión capilar y la dispersión son despreciables.
6. Para lograr un equilibrio en las movilidades solo dependerán de los fluidos propios del yacimiento.
7. No existen reacciones químicas ni biológicas.
8. Se consideran fluidos incompresibles.

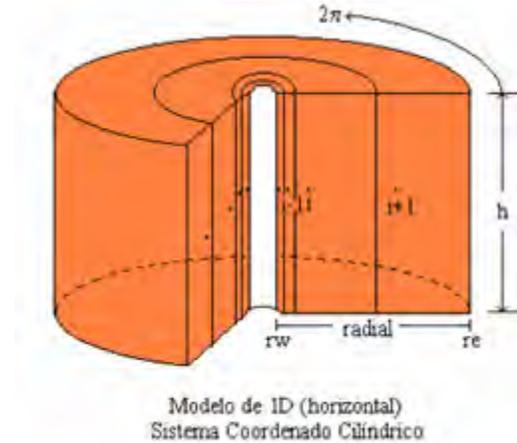


Fig. 4.1. Modelo 1D para un yacimiento con geometría cilíndrica

En condiciones de baja movilidad las espumas pueden comportarse como un fluido No-Newtoniano, donde los datos proporcionados por Rossen (1996) acerca de las espumas es estado en dichas condiciones son válidos si se aplican en un rango pequeño entre las velocidades de inyección. Las ecuaciones descritas a continuación son la base del modelo que Rossen utilizó para el cálculo de los valores de saturación, concentración, permeabilidades relativas y flujo fraccional.

Ecuación para el cálculo de la saturación:

$$S_{wk}^{l*1} = S_{wk}^l + \frac{\Delta t_D}{\Delta x_D} (f_{wk-1}^l - f_{wk}^l) \dots \dots \dots (82)$$

Ecuación para el cálculo de la concentración del agente químico

$$C_{sk}^{n+1} = \left[C_{sk}^n S_{wk}^n + \frac{\Delta t_D}{\Delta x_D} (C_{sk-1}^n f_{wk-1}^n - C_{sk}^n f_{wk}^n) \right] / S_{wk}^{n+1} \dots \dots \dots (83)$$

En el caso de la concentración se presenta una condición para poder calcular la permeabilidad relativa al gas, en este caso la permeabilidad de la espuma.

para $C_s \leq C_s^0 / 2$

$$k_{rg} = k_{rg}^0(S_w) \dots \dots \dots (84)$$

para $C_s > C_s^0/2$

$$k_{rg} = \frac{k_{rg}^0(S_w)}{R_0((k-\frac{1}{2})/N)^{\frac{(1-n)}{2}}} \dots\dots\dots (85)$$

Se programó el modelo anterior empleando las ecuaciones, los resultados obtenidos por Rossen presentan problemas de convergencia, tal como lo indica él mismo. Por lo anterior, se decidió retomar el problema desde el origen para poder evaluarlo con mayor certeza, poder comparar ambas opciones y obtener una perspectiva más amplia de la situación.

4.2 Asimilación del modelo

De la teoría de flujo fraccional de Buckley-Leverett, se tiene la siguiente relación entre saturación y flujo fraccional:

$$\frac{\partial f_w}{\partial r} = - \frac{A\phi}{q} \frac{\partial S_w}{\partial t}$$

Donde:

- A = Área de inyección
- ϕ = Porosidad
- S_w = Saturación de agua
- q = Gasto volumétrico
- r = Distancia
- t = Tiempo
- f_w = Flujo fraccional de agua

La ecuación para el cálculo del flujo fraccional es:

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{\partial p_c}{\partial L} - \Delta\rho sen\alpha\right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}}$$

Despreciando los efectos de gravedad y presión capilar

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_o}{k_w}}$$

Donde:

μ_w = Viscosidad del agua

μ_o = Viscosidad del aceite

k_w = Permeabilidad del agua

k_o = Permeabilidad del aceite

Nota: poner bien a ecuación con kr

Para geometría radial

$$\frac{\partial f_w}{\partial r} = -\frac{2\pi\phi hr}{q} \frac{\partial S_w}{\partial t}$$

Donde $A = 2\pi hr$

Para la solución de esta ecuación se utiliza la regla de la cadena:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial r}\right)_{S_w} + \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_r \frac{\partial S_w}{\partial r} = -\frac{2\pi\phi hr}{q} \frac{\partial S_w}{\partial t}$$

Por otro lado, la ecuación de conservación de especies para este modelo

$$\phi \frac{\partial(S_w c)}{\partial t} = -\frac{q}{2\pi hr} \frac{\partial(f_w c)}{\partial r}$$

O bien

$$\frac{\partial(S_w c)}{\partial t} = -\frac{q}{2\pi\phi hr} \frac{\partial(f_w c)}{\partial r}$$

$$S_w \frac{\partial c}{\partial t} + c \frac{\partial S_w}{\partial t} = -\frac{q}{2\pi\phi hr} \left(f_w \frac{\partial c}{\partial r} + c \frac{\partial f_w}{\partial r} \right)$$

Sustituyendo en la próxima ecuación

$$S_w \frac{\partial c}{\partial t} + c \frac{\partial S_w}{\partial t} = -\frac{q}{2\pi\phi hr} \left(f_w \frac{\partial c}{\partial r} + c \left(-\frac{2\pi\phi hr}{q} \frac{\partial S_w}{\partial t} \right) \right)$$

$$S_w \frac{\partial c}{\partial t} = -\frac{q}{2\pi\phi h} \frac{f_w}{r} \frac{\partial c}{\partial r}$$

Para la solución de esta ecuación considere

$$\frac{\partial f_w}{\partial r} = -\frac{2\pi\phi hr}{q} \frac{\partial S_w}{\partial t}$$

Utilizando la regla de la cadena

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial r} \right)_{S_w} + \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_r \frac{\partial S_w}{\partial r} = -\frac{2\pi\phi hr}{q} \frac{\partial S_w}{\partial t}$$

Entonces el sistema de ecuaciones a resolver es

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial r} \right)_{S_w} + \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_r \frac{\partial S_w}{\partial r} = -\frac{2\pi\phi hr}{q} \frac{\partial S_w}{\partial t}$$

$$S_w \frac{\partial c}{\partial t} = -\frac{q}{2\pi\phi h} \frac{f_w}{r} \frac{\partial c}{\partial r}$$

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k'_{rg} \mu_w}{k_{rw} \mu_g}}$$

Donde se toma el modelo de $k_r's$ de Rossen, que consiste en que para una concentración crítica C_0 se genera espuma con un factor de reducción de movilidad R_0 y cuyo modelo reológico depende de r a una potencia.

$$k'_{rg} = \begin{cases} k_{rg} & c \leq \frac{c_0}{2} \\ \frac{k_{rg}}{R_0 \left(\frac{r}{r_e} \right)^{1-n}} & c > \frac{c_0}{2} \end{cases}$$

Bajo el conjunto de transformaciones:

$$x = \frac{r}{r_e}$$

$$\tau = \frac{t}{\frac{\pi r_e^2 h \phi}{q}}$$

$$S = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{gr} - S_{wr}}$$

Donde

S = Saturación de fluido

S_w = Saturación de agua

S_{wr} = Saturación de agua reducida

S_{gr} = Saturación de gas reducida

Las ecuaciones quedan

$$\frac{\partial}{\partial r} = \frac{\partial x}{\partial r} \frac{\partial}{\partial x} = \frac{1}{r_e} \frac{\partial}{\partial x}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} = \frac{\partial \tau}{\partial t} \frac{\partial}{\partial \tau} = \frac{q}{\pi r_e^2 h \phi} \frac{\partial}{\partial \tau}$$

$$\frac{\partial}{\partial S_w} = \frac{\partial S}{\partial S_w} \frac{\partial}{\partial S} = \frac{1}{1 - S_{gr} - S_{wr}} \frac{\partial}{\partial S}$$

$$\left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)_S + \left(\frac{\partial f}{\partial S} \right)_x \frac{\partial S}{\partial x} = -2x(1 - S_{gr} - S_{wr}) \frac{\partial S}{\partial \tau}$$

$$f \frac{\partial c}{\partial x} = -2x(S(1 - S_{gr} - S_{wr}) + S_{wr}) \frac{\partial c}{\partial \tau}$$

$$f = \frac{1}{1 + \frac{k'_{rg} \mu_w}{k_{rw} \mu_g}}$$

$$k'_{rg} = \begin{cases} k_{rg} & c \leq \frac{c_0}{2} \\ \frac{k_{rg}}{R_0 x^{1-n}} & c > \frac{c_0}{2} \end{cases}$$

Donde las permeabilidades relativas para el gas y el agua se determinan por el modelo de Corey.*

$$k_{rw} = k_{rw}^{end} S^{n_w}$$

$$k_{rg} = k_{rg}^{end} (1 - S)^{n_g}$$

Las condiciones iniciales para el modelo son:

$$C = C_{ini}$$

$$S = S_{ini}$$

**“Determinación de las curvas de permeabilidades relativas para el sistema agua-aceite a partir de datos de saturación de agua y de presión capilar”, TESIS UNAM, FI, Rafael Jesús Trejo Núñez, 2010.*

Las condiciones de frontera están dadas de la siguiente forma:

$$S(r = r_w) = \frac{S_{iny} - S_{wr}}{1 - S_{gr} - S_{wr}}$$

$$C(r = r_w) = C_{iny}$$

$$\left. \frac{\partial S}{\partial r} \right|_{r=r_e} = 0$$

$$\left. \frac{\partial C}{\partial r} \right|_{r=r_e} = 0$$

Utilizando las anteriores ecuaciones para calcular las derivadas de f_w tenemos:

Caso $C > \frac{C_0}{2}$

$$f = \frac{1}{1 + \frac{k'_{rg}}{k_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_g}}$$

$$f = \frac{S^{n_w}}{S^{n_w} + \frac{(1-S)^{n_g}}{R_0 x^{1-n}} \frac{k_{rg}^{end}}{k_{rw}^{end}} \frac{\mu_w}{\mu_g}}$$

Introduciendo el concepto de movilidad (λ)

$$\lambda = \frac{k_{rg}^{end}}{k_{rw}^{end}} \frac{\mu_w}{\mu_g}$$

$$f = \frac{S^{n_w}}{S^{n_w} + \frac{\lambda}{R_0 x^{1-n}} (1-S)^{n_g}}$$

Cálculo de $\left(\frac{\partial f_w}{\partial x}\right)_S$

$$\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)_S = \frac{-S^{n_w} \frac{\partial}{\partial x} \left(S^{n_w} + \frac{\lambda}{R_0 x^{1-n}} (1-S)^{n_g} \right)}{\left(S^{n_w} + \frac{\lambda}{R_0 x^{1-n}} (1-S)^{n_g} \right)^2}$$

$$\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)_S = -\frac{\frac{\lambda}{R_0 x x^{1-n}} (1-S)^{n_g} (n-1) f^2}{S^{n_w}}$$

Por otro lado

$$f = \frac{1}{1 + \frac{(1-S)^{n_g}}{R_0 x^{1-n} S^{n_w}} \frac{k_{rg}^{end}}{k_{rw}^{end}} \frac{\mu_w}{\mu_g}}$$

$$\frac{1}{f} - 1 = \frac{\lambda (1-S)^{n_g}}{R_0 x^{1-n} S^{n_w}}$$

$$\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)_S = -\frac{\frac{\lambda}{R_0 x x^{1-n}} (1-S)^{n_g} (n-1) f^2}{S^{n_w}}$$

$$\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)_S = \frac{1-n}{x} (f - f^2)$$

Por otro lado el cálculo de $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S}\right)_x$

$$f = \frac{S^{n_w}}{S^{n_w} + \frac{\lambda}{R_0 x^{1-n}} (1-S)^{n_g}}$$

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S}\right)_x = (f - f^2) \left(\frac{n_g}{1-S} + \frac{n_w}{S}\right)$$

Para resolver el problema

$$\frac{\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)_S}{2x(1-S_{gr}-S_{wr})} + \frac{\left(\frac{\partial f}{\partial S}\right)_x}{2x(1-S_{gr}-S_{wr})} \frac{\partial S}{\partial x} = -\frac{\partial S}{\partial \tau}$$

$$f \frac{\partial c}{\partial x} = -2x(S(1-S_{gr}-S_{wr}) + S_{wr}) \frac{\partial c}{\partial \tau}$$

$$f = \begin{cases} \frac{S^{n_w}}{S^{n_w} + \lambda(1-S)^{n_g}} & c \leq \frac{c_0}{2} \\ \frac{S^{n_w}}{S^{n_w} + \frac{\lambda}{R_0 x^{1-n}} (1-S)^{n_g}} & c > \frac{c_0}{2} \end{cases}$$

$$\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)_S = \begin{cases} 0 & c \leq \frac{c_0}{2} \\ \frac{1-n}{x} (f - f^2) & c > \frac{c_0}{2} \end{cases}$$

$$\left(\frac{\partial f}{\partial S}\right)_x = (f - f^2) \left(\frac{n_g}{1-S} + \frac{n_w}{S}\right)$$

En diferencias finitas

$$\frac{\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)_S}{2x(1-S_{gr}-S_{wr})} + \frac{\left(\frac{\partial f}{\partial S}\right)_x}{2x(1-S_{gr}-S_{wr})} \frac{S_{ix+1,it+1} - S_{ix-1,it+1}}{2\Delta x} = -\frac{S_{ix,it+1} - S_{ix,it}}{\Delta \tau}$$

$$\frac{\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)_S \Delta \tau}{2x(1-S_{gr}-S_{wr})} + \frac{\left(\frac{\partial f}{\partial S}\right)_x \Delta \tau}{4x\Delta x(1-S_{gr}-S_{wr})} (S_{ix+1,it+1} - S_{ix-1,it+1}) = -S_{ix,it+1} + S_{ix,it}$$

$$\frac{\left(\frac{\partial f}{\partial S}\right)_x \Delta \tau}{4x\Delta x(1-S_{gr}-S_{wr})} (S_{ix+1,it+1} - S_{ix-1,it+1}) + S_{ix,it+1} = S_{ix,it} - \frac{\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)_S \Delta \tau}{2x(1-S_{gr}-S_{wr})}$$

$$-\frac{\left(\frac{\partial f}{\partial S}\right)_{ix,it} \Delta \tau}{4x\Delta x(1-S_{gr}-S_{wr})} S_{ix-1,it+1} + S_{ix,it+1} + \frac{\left(\frac{\partial f}{\partial S}\right)_{ix,it} \Delta \tau}{4x\Delta x(1-S_{gr}-S_{wr})} S_{ix+1,it+1} = S_{ix,it} - \frac{\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)_{ix,it} \Delta \tau}{2x(1-S_{gr}-S_{wr})}$$

$$f = \begin{cases} \frac{S^{n_w}}{S^{n_w + \lambda(1-S)^{n_g}}}, & c \leq \frac{c_0}{2} \\ \frac{S^{n_w}}{S^{n_w + \frac{\lambda}{R_0 x^{1-n}}(1-S)^{n_g}}}, & c > \frac{c_0}{2} \end{cases}$$

$$\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)_S = \begin{cases} 0 & c \leq \frac{c_0}{2} \\ \frac{1-n}{x}(f-f^2) & c > \frac{c_0}{2} \end{cases}$$

$$\left(\frac{\partial f}{\partial S}\right)_x = (f-f^2)\left(\frac{n_g}{1-S} + \frac{n_w}{S}\right)$$

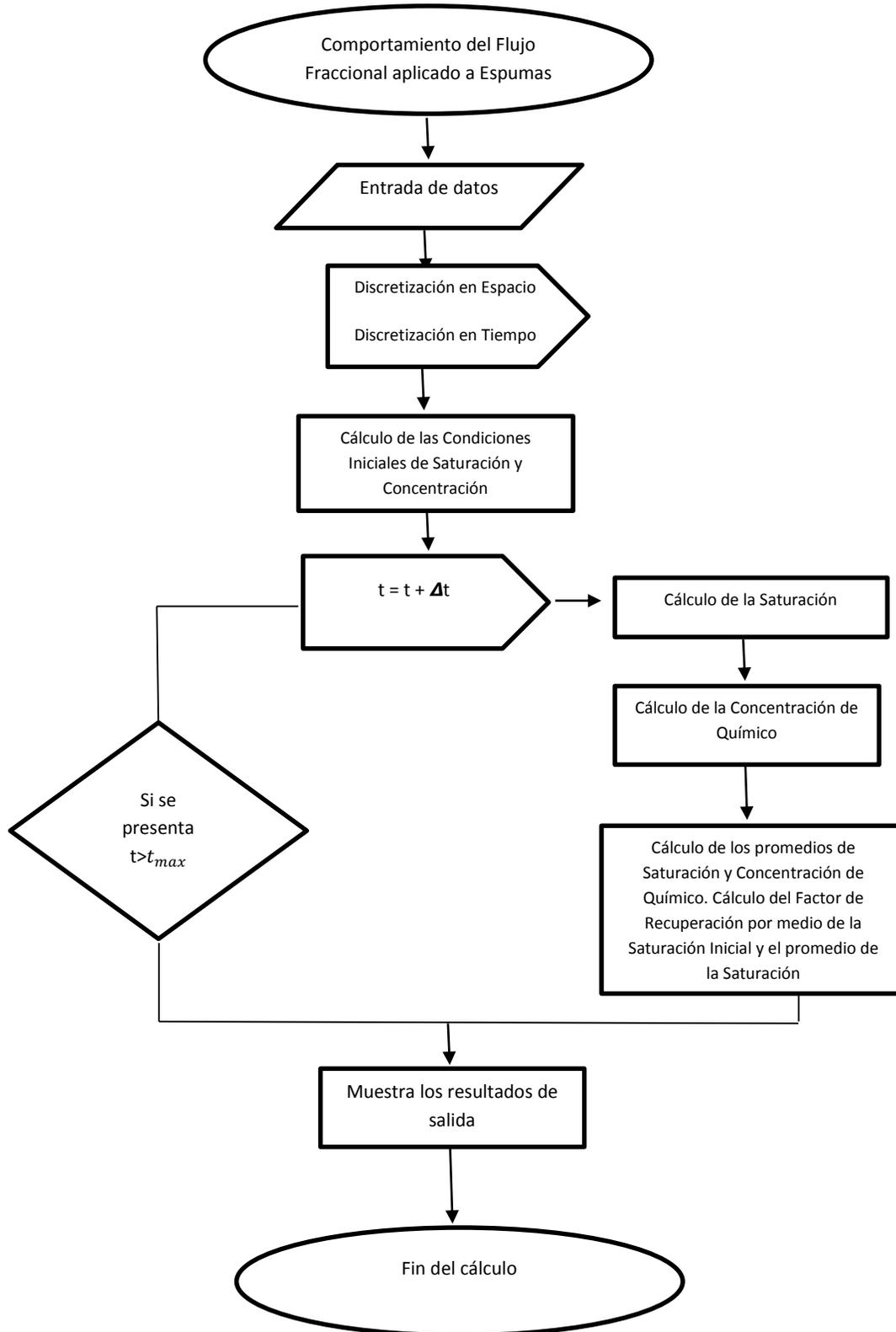
$$f \frac{\partial c}{\partial x} = -2x(S(1-S_{gr}-S_{wr}) + S_{wr}) \frac{\partial c}{\partial \tau}$$

$$f_{ix,it+1} \frac{c_{ix+1,it+1} - c_{ix-1,it+1}}{2\Delta x} = -2x_{ix}(S_{ix,it+1}(1-S_{gr}-S_{wr}) + S_{wr}) \frac{c_{ix,it+1} - c_{ix,it}}{\Delta \tau}$$

$$\frac{f_{ix,it+1}\Delta \tau}{4x_{ix}\Delta x(S_{ix,it+1}(1-S_{gr}-S_{wr}) + S_{wr})}(c_{ix+1,it+1} - c_{ix-1,it+1}) = -c_{ix,it+1} + c_{ix,it}$$

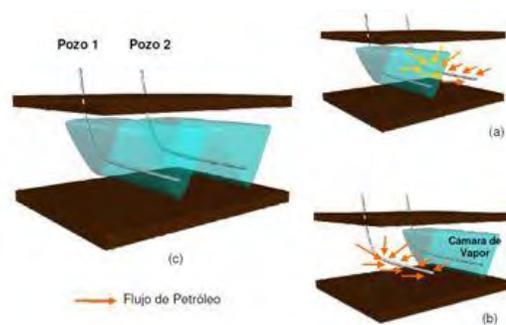
$$- \frac{f_{ix,it+1}\Delta \tau}{4x_{ix}\Delta x(S_{ix,it+1}(1-S_{gr}-S_{wr}) + S_{wr})}c_{ix-1,it+1} + c_{ix,it+1} + \frac{f_{ix,it+1}\Delta \tau}{4x_{ix}\Delta x(S_{ix,it+1}(1-S_{gr}-S_{wr}) + S_{wr})}c_{ix+1,it+1} = c_{ix,it}$$

4.3 Diagrama de flujo del simulador propuesto



CAPÍTULO 5.0

RESPUESTA AL MODELO



Al realizar el análisis para poder evaluar el simulador respecto al flujo fraccional en los fluidos No-Newtonianos y con base en los datos consultados del artículo “Fractional Flow Theory Applicable to Non-Newtonian Behavior in EOR Processes” (Rossen, 2011), hemos creado varios escenarios de los cuales cuatro de ellos son los más significativos, debido a los resultados conseguidos donde se puede apreciar el comportamiento de un fluido No-Newtoniano a lo largo del proceso de inyección de un químico; siendo éstos casos:

1. Alteración de la viscosidad del gas (μ_g)
2. Modificación de la relación de movilidad del gas (R_o)
3. Relación de movilidad del gas (R_o) sobre la saturación de agua (S_w)
4. Relación de movilidad del gas (R_o) sobre la concentración de químico (C)

5.1 Caso base de estudio del simulador

Para poder evaluar el comportamiento del fluido fue necesario crear un caso base, donde pudiéramos tener un punto de comparación. Con los siguientes datos de la tabla 5.1 obtuvimos los siguientes resultados.

DATOS DE ENTRADA		
10000	read(3,*)itMax	Tiempo
8000	read(3,*)ixMax	Posición
1.d0	read(3,*)tMax	Tiempo Máx. de cálculo
0.65d0	read(3,*)kgend	Permeabilidad relativa al gas final
0.2d0	read(3,*)kwend	Permeabilidad relativa al agua final
1.5d0	read(3,*)nLP	Exponente de Ley de Potencias
1.d0	read(3,*)R0	Relación de movilidad del gas
1.3d0	read(3,*)ng	Exponente de gas por el método de Corey
4.2d0	read(3,*)nw	Exponente de agua por el método de Corey
0.2d0	read(3,*)Sgr	Saturación residual de gas
0.2d0	read(3,*)Swr	Saturación residual de agua
1.d-3	read(3,*)Mw	Viscosidad del agua
2.d-5	read(3,*)Mg	Viscosidad del gas
0.0d0	read(3,*)Cini	Concentración inicial de químico
2.d-1	read(3,*)Ciny	Concentración de inyección de químico
0.799d0	read(3,*)Sini	Saturación inicial en el yacimiento
0.201d0	read(3,*)Siny	Saturación de inyección de la solución
1.d-1	read(3,*)cut	Corte de agua

Tabla 5.1. Datos de entrada para el caso base

En las Figs. 5.1 y 5.2 se grafican los promedios de saturación de agua, concentración de químico y factor de recuperación de crudo, con lo que observamos que durante el proceso de inyección la saturación de agua se declina conforme el químico se disuelve y la concentración va aumentando de manera poco significativa, por el contrario se aprecia un aumento relevante del factor de recuperación.

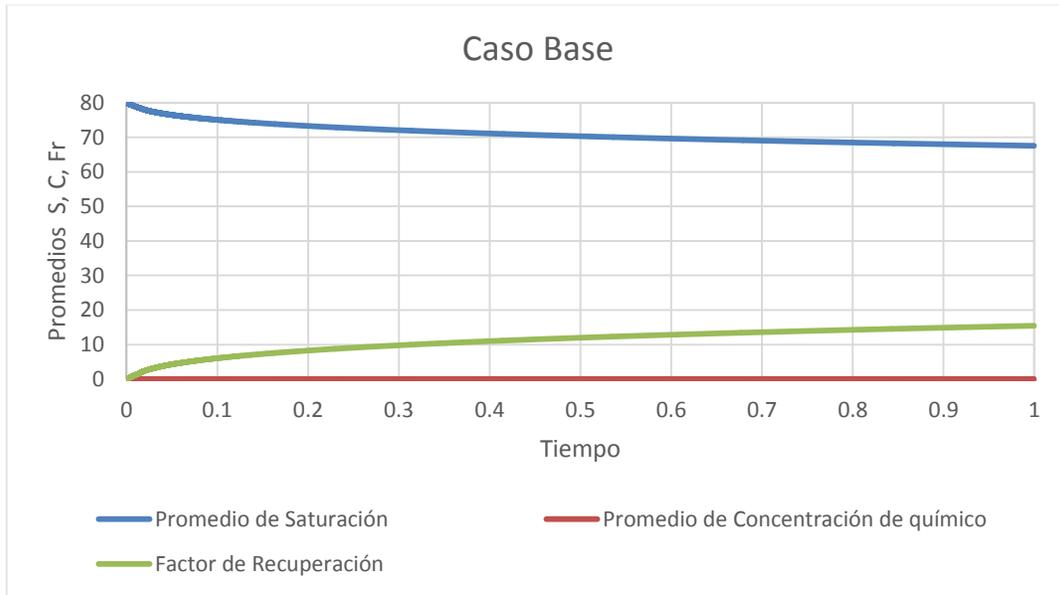


Fig. 5.1. Gráfica del Caso Base de los promedios de Saturación de fluidos, concentración de químico y factor de recuperación contra el tiempo

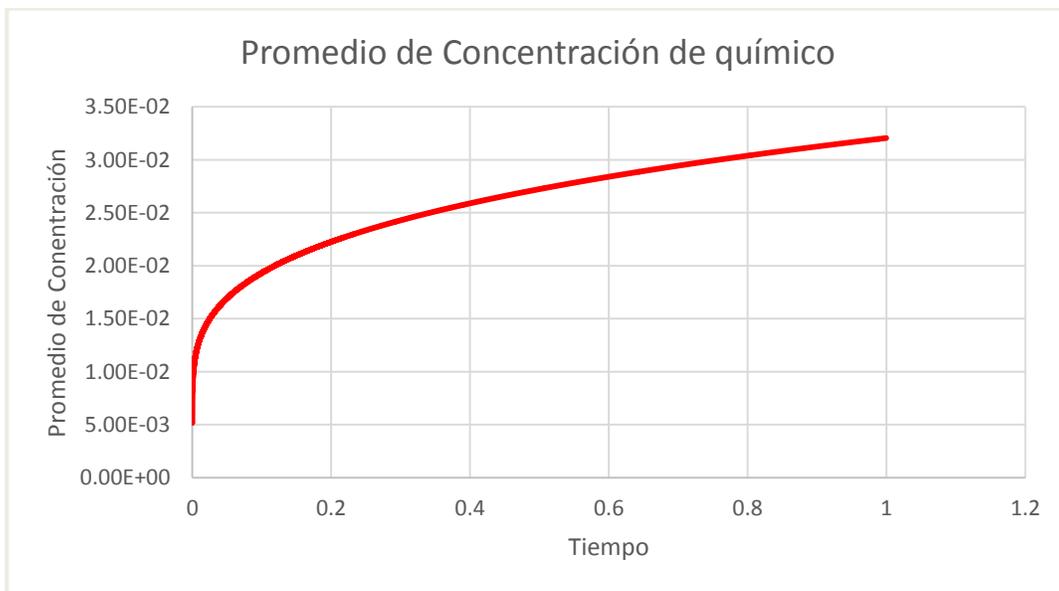


Fig. 5.2. Gráfica del Caso Base del promedio de Concentración de químico.

5.2 Análisis de resultados

5.2.1 Primer caso: Alteración de la viscosidad del gas (μ_g)

Cuando se habla de fluidos No-Newtonianos es imprescindible resaltar la importancia de la viscosidad, debido a que su comportamiento depende en gran parte del fluido, por lo que es necesario evaluar para qué tipo de valores influye de manera significativa en el proceso de recuperación, por lo que se consideró la Tabla 5.2.

DATOS DE ENTRADA		
10000	read(3,*)itMax	Tiempo
8000	read(3,*)ixMax	Posición
1.d0	read(3,*)tMax	Tiempo Máx. de cálculo
0.65d0	read(3,*)kgend	Permeabilidad relativa al gas final
0.2d0	read(3,*)kwend	Permeabilidad relativa al agua final
1.5d0	read(3,*)nLP	Exponente de Ley de Potencias
1.d0	read(3,*)R0	Relación de movilidad del gas
1.3d0	read(3,*)ng	Exponente de gas por el método de Corey
4.2d0	read(3,*)nw	Exponente de agua por el método de Corey
0.2d0	read(3,*)Sgr	Saturación residual de gas
0.2d0	read(3,*)Swr	Saturación residual de agua
1.d-3	read(3,*)Mw	Viscosidad del agua
2.d-1	read(3,*)Mg	Viscosidad del gas
0.0d0	read(3,*)Cini	Concentración inicial de químico
2.d-1	read(3,*)Ciny	Concentración de inyección de químico
0.799d0	read(3,*)Sini	Saturación inicial en el yacimiento
0.201d0	read(3,*)Siny	Saturación de inyección de la solución
1.d-1	read(3,*)cut	Corte de agua

Tabla 5.2. Datos de entrada para el primer caso de modificación de la viscosidad del gas

En las Figs. 5.3 y 5.4 Debido a que la viscosidad del gas tiene un valor alto el comportamiento de la saturación y el factor de recuperación, presentan un cambio notable frente al caso base. Esto puede representar que el fluido inyectado es directamente proporcional al factor de recuperación y por lo tanto tenemos una mejor eficiencia de barrido. También se puede observar que las curvas llegan a un punto donde se puede presentar una canalización de fluidos o llegan al punto donde la saturación de químico es total.

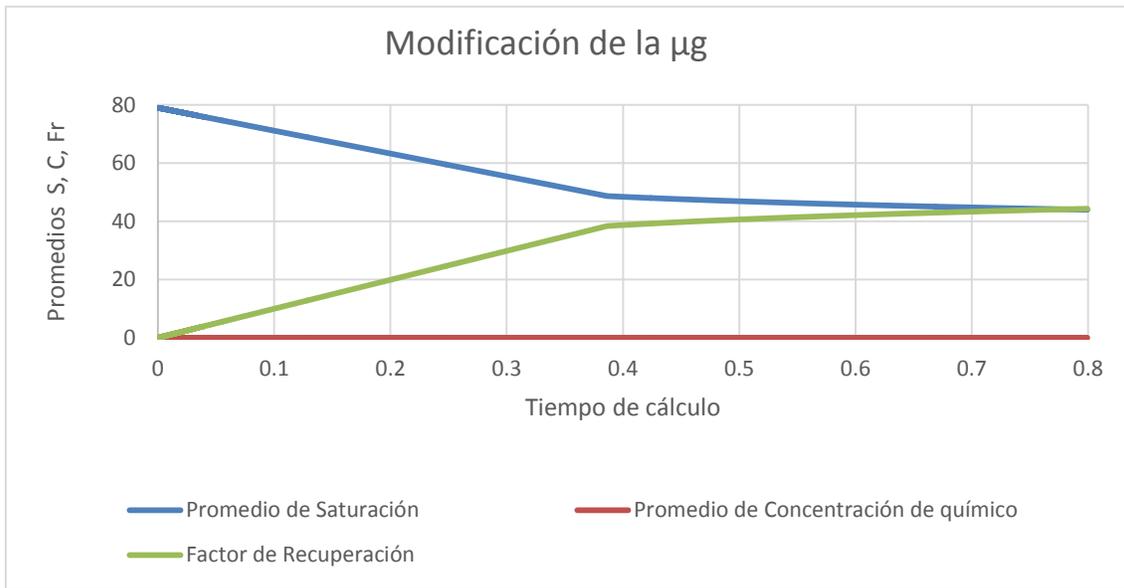


Fig. 5.3. Gráfica de modificación de la viscosidad del gas (μ_g)

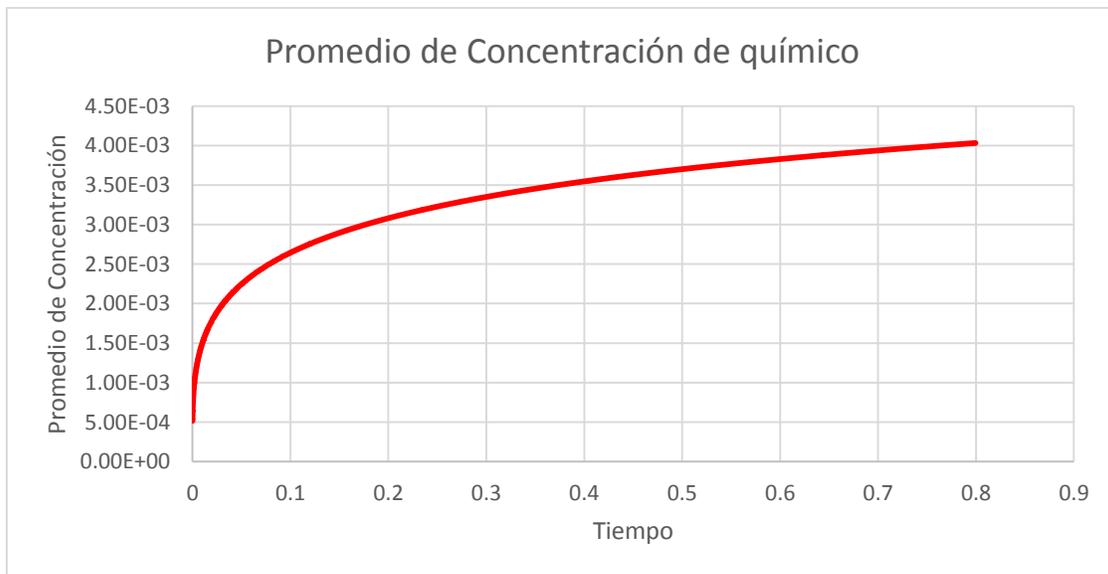


Fig. 5.4. Gráfica de la Concentración al modificar la viscosidad del gas (μ_g).

Para tener la perspectiva inversa se modificó la viscosidad con valores menores, como se muestra en la Tabla 5.3.

DATOS DE ENTRADA		
10000	read(3,*)itMax	Tiempo
8000	read(3,*)ixMax	Posición
1.d0	read(3,*)tMax	Tiempo Máx. de cálculo
0.65d0	read(3,*)kgend	Permeabilidad relativa al gas final
0.2d0	read(3,*)kwend	Permeabilidad relativa al agua final
1.5d0	read(3,*)nLP	Exponente de Ley de Potencias
1.d0	read(3,*)R0	Relación de movilidad del gas
1.3d0	read(3,*)ng	Exponente de gas por el método de Corey
4.2d0	read(3,*)nw	Exponente de agua por el método de Corey
0.2d0	read(3,*)Sgr	Saturación residual de gas
0.2d0	read(3,*)Swr	Saturación residual de agua
1.d-3	read(3,*)Mw	Viscosidad del agua
2.d-6	read(3,*)Mg	Viscosidad del gas
0.0d0	read(3,*)Cini	Concentración inicial de químico
2.d-1	read(3,*)Ciny	Concentración de inyección de químico
0.799d0	read(3,*)Sini	Saturación inicial en el yacimiento
0.201d0	read(3,*)Siny	Saturación de inyección de la solución
1.d-1	read(3,*)cut	Corte de agua

Tabla 5.3. Datos de entrada para el segundo caso de modificación de la viscosidad del gas

Con los datos anteriores observamos en las Figs. 5.5 y 5.6 que para valores muy pequeños de viscosidad no se registra un comportamiento favorable de los parámetros de saturación de agua, concentración de químico y factor de recuperación de hidrocarburos.

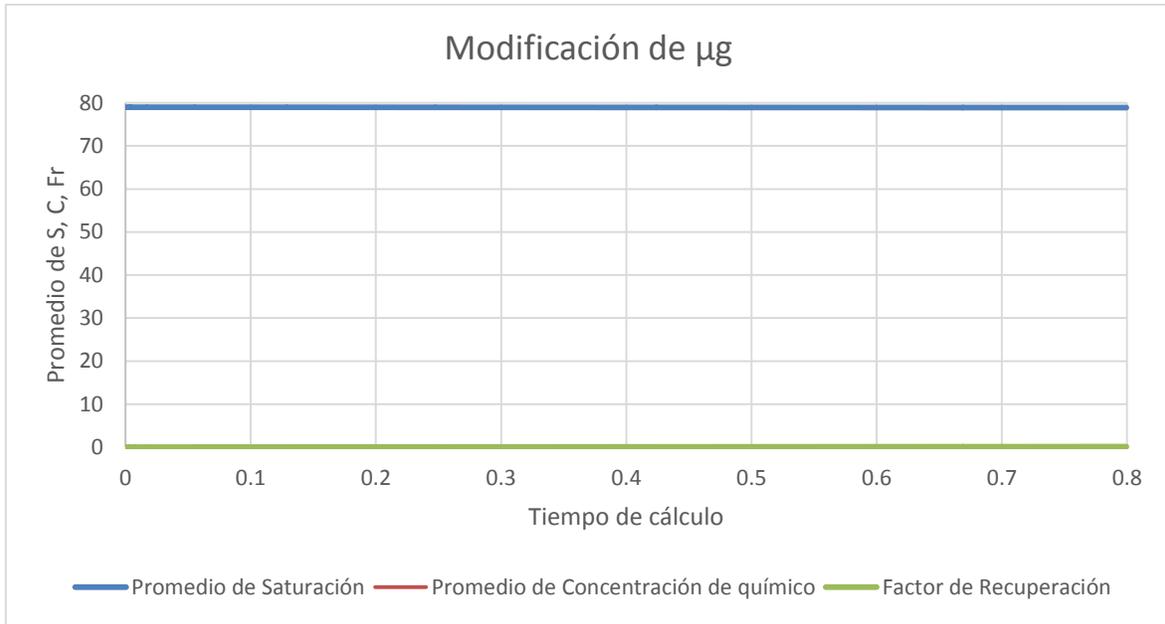


Fig. 5.5. Gráfica de modificación de la viscosidad del gas (μ_g)

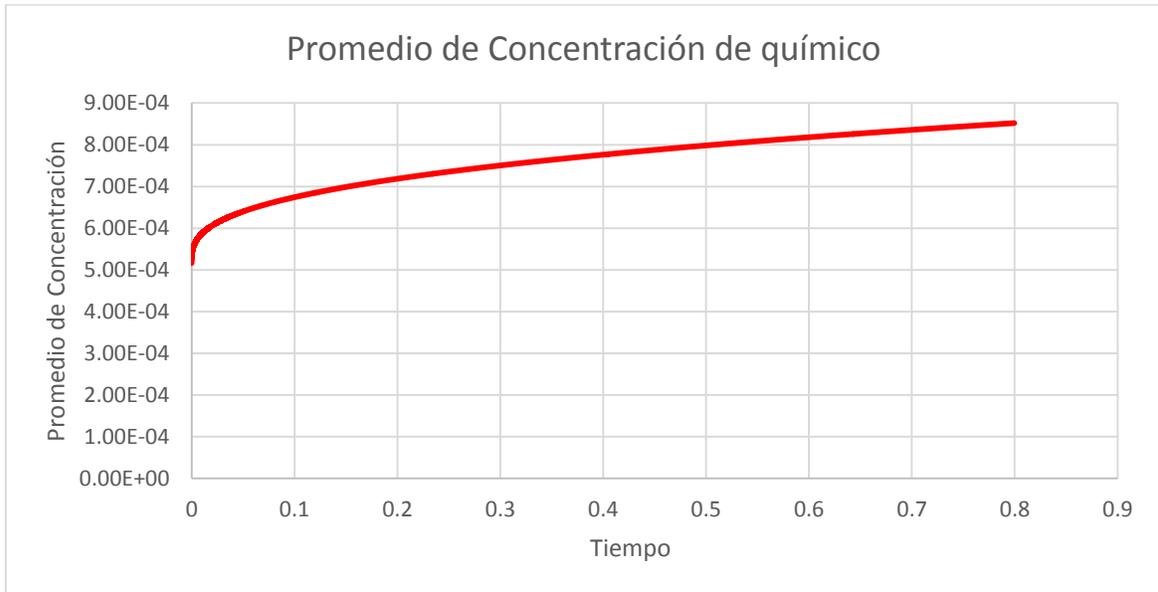


Fig. 5.6. Gráfica de la Concentración al modificar la viscosidad del gas (μ_g).

5.2.2 Segundo caso: Modificación de la relación de movilidad del gas (R_0)

En el caso de (R_0) es importante establecer un valor como referencia para que a partir de éste el frente de barrido del proceso de inyección sea más eficiente. Por lo tanto se estableció con los datos de la Tabla 5.4.

DATOS DE ENTRADA		
10000	read(3,*)itMax	Tiempo
8000	read(3,*)ixMax	Posición
1.d0	read(3,*)tMax	Tiempo Máx. de cálculo
0.65d0	read(3,*)kgend	Permeabilidad relativa al gas final
0.2d0	read(3,*)kwend	Permeabilidad relativa al agua final
1.5d0	read(3,*)nLP	Exponente de Ley de Potencias
100000.d0	read(3,*)R0	Relación de movilidad del gas
1.3d0	read(3,*)ng	Exponente de gas por el método de Corey
4.2d0	read(3,*)nw	Exponente de agua por el método de Corey
0.2d0	read(3,*)Sgr	Saturación residual de gas
0.2d0	read(3,*)Swr	Saturación residual de agua
1.d-3	read(3,*)Mw	Viscosidad del agua
2.d-6	read(3,*)Mg	Viscosidad del gas
0.0d0	read(3,*)Cini	Concentración inicial de químico
2.d-1	read(3,*)Ciny	Concentración de inyección de químico
0.799d0	read(3,*)Sini	Saturación inicial en el yacimiento
0.201d0	read(3,*)Siny	Saturación de inyección de la solución
1.d-1	read(3,*)cut	Corte de agua

Tabla 5.4. Datos de entrada para el primer caso de modificación de la relación de movilidad del gas

Al realizar la corrida numérica observamos en la Fig. 5.7 en cuya gráfica el comportamiento de la saturación de agua en función de la relación de movilidad del gas, donde al ser ésta una fase altamente móvil se canaliza rápidamente, a pesar de tener un factor de bloqueo importante.

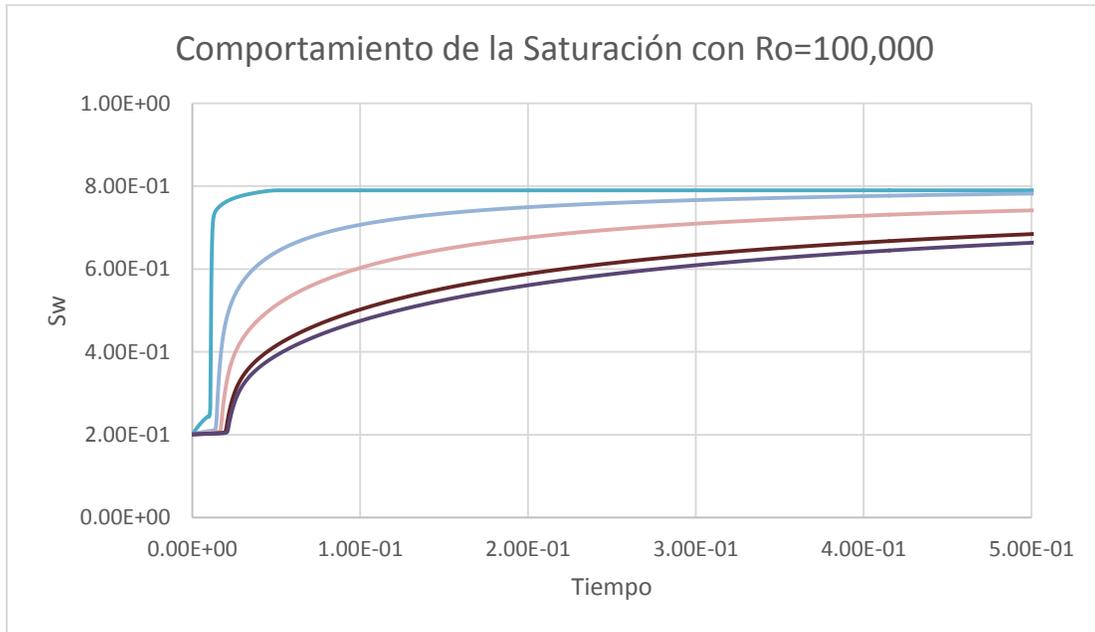


Fig. 5.7. Gráfica del comportamiento de la Saturación con $R_0 = 100,000$.

Por otro lado cuando tenemos (R_0) con valores por encima del punto donde el barrido tiene una mejor eficiencia, esto se aprecia en la Tabla 5.5.

DATOS DE ENTRADA		
10000	read(3,*)itMax	Tiempo
8000	read(3,*)ixMax	Posición
1.d0	read(3,*)tMax	Tiempo Máx. de cálculo
0.65d0	read(3,*)kgend	Permeabilidad relativa al gas final
0.2d0	read(3,*)kwend	Permeabilidad relativa al agua final
1.5d0	read(3,*)nLP	Exponente de Ley de Potencias
500000.d0	read(3,*)R0	Relación de movilidad del gas
1.3d0	read(3,*)ng	Exponente de gas por el método de Corey
4.2d0	read(3,*)nw	Exponente de agua por el método de Corey
0.2d0	read(3,*)Sgr	Saturación residual de gas
0.2d0	read(3,*)Swr	Saturación residual de agua
1.d-3	read(3,*)Mw	Viscosidad del agua
2.d-6	read(3,*)Mg	Viscosidad del gas
0.0d0	read(3,*)Cini	Concentración inicial de químico
2.d-1	read(3,*)Ciny	Concentración de inyección de químico
0.799d0	read(3,*)Sini	Saturación inicial en el yacimiento
0.201d0	read(3,*)Siny	Saturación de inyección de la solución
1.d-1	read(3,*)cut	Corte de agua

Tabla 5.5. Datos de entrada para el segundo caso de modificación de la relación de movilidad del gas

Observamos que en la Fig. 5.8 la gráfica tiene un comportamiento de la saturación de agua más estable que en la Fig. 5.7. Lo anterior gracias al enorme valor del factor de bloqueo, por lo que la eficiencia de barrido se ve favorecida para tener un mejor desplazamiento y un mayor factor de recuperación de crudo.

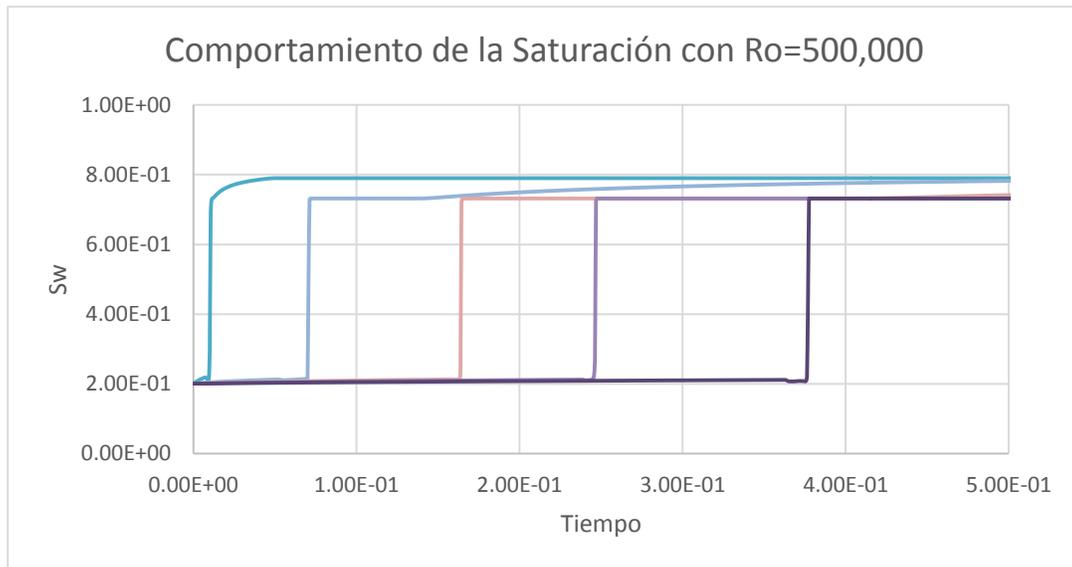


Fig. 5.8. Gráfica del comportamiento de la Saturación con $R_0 = 500,000$

Dentro de este mismo caso también examinamos el comportamiento de la concentración ya que es un factor que nos interesa analizar, puesto que dependiendo de este parámetro conoceremos que tan eficientemente se disuelve el químico inyectado.

Por lo anterior, notamos en la siguiente gráfica de la Fig. 5.9 el comportamiento de la concentración de químico en función de tiempo adimensional, la cual refleja un cambio abrupto de la concentración inicial hasta la concentración final, debido a que la solución ha sido total.

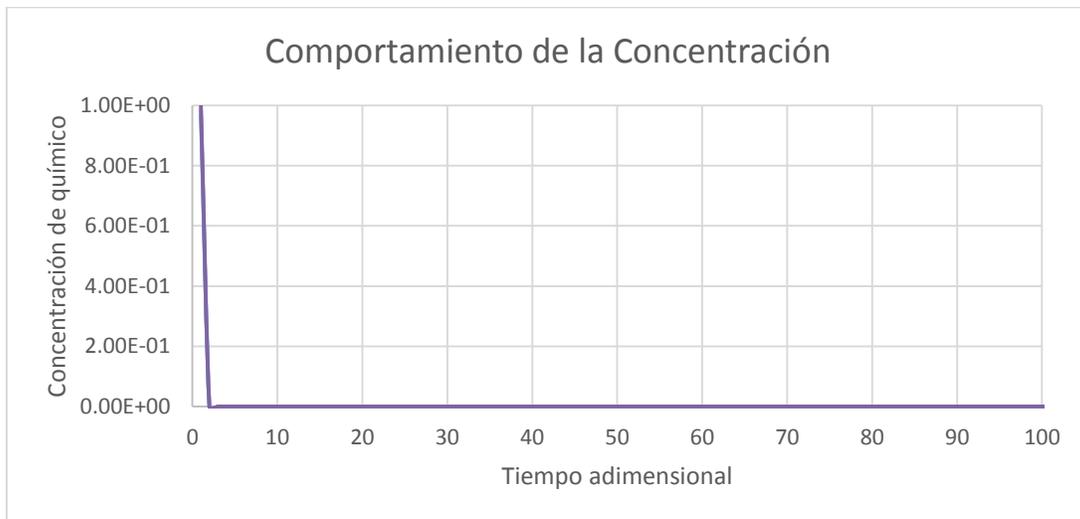


Fig. 5.9. Gráfica del comportamiento de la Concentración con $R_0 = 100,000$.

En la Fig. 5.10 tenemos una gráfica que muestra como resultado que la concentración del químico es de baja viscosidad por lo que la generación de espuma solo se presenta al principio del frente de barrido y posteriormente solo se presenta la fase gaseosa. Así mismo para relaciones de movilidad muy grandes se presenta un valor de concentración, el cual no cambia durante el proceso de inyección.

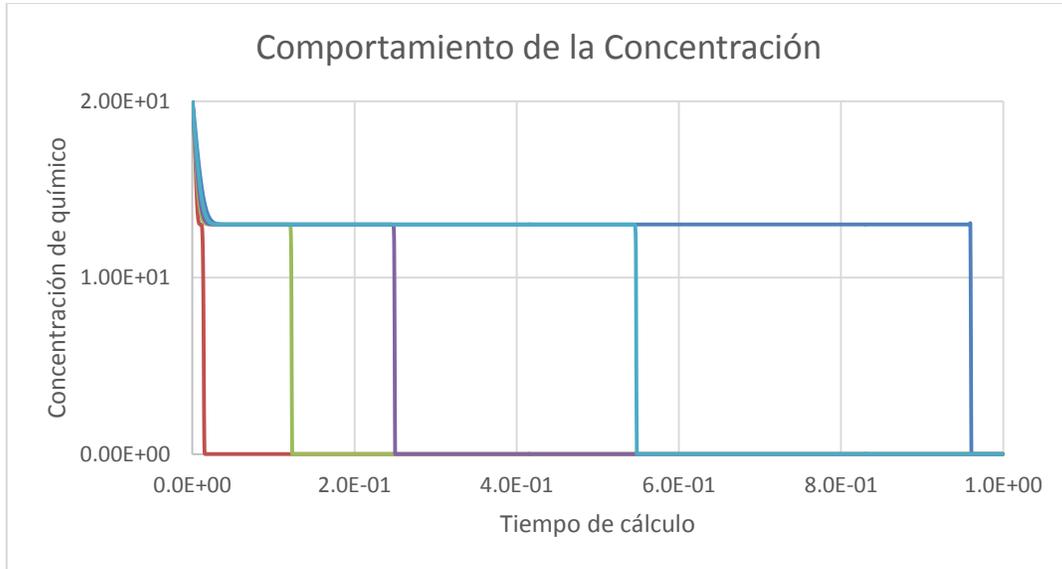


Fig. 5.10. Gráfica del comportamiento de la Concentración con $R_0 = 500,000$

CONCLUSIONES

Históricamente los procesos de **Recuperación Mejorada** por inyección de agentes químicos han tenido poca aplicación debido principalmente al alto costo de los químicos, dado este inconveniente hoy día se ha hecho necesario optimizar dichos procesos desarrollando el análisis del flujo fraccional para fluidos no lineales que optimiza de forma práctica la aplicación de este método.

El primer problema que se presenta en el proceso de escalamiento, es decir, llevar un modelo del laboratorio a una aplicación real en campo, es que no se toman en cuenta todas las variables necesarias que se presentan en un yacimiento. Es por esto que para este trabajo de investigación se trató principalmente de encontrar una solución al comportamiento real de la Reología de los fluidos que se inyectan en un proceso de Recuperación Mejorada. Nosotros consideramos que al tomar al fluido como No-Newtoniano nos permitirá optimizar el entendimiento del comportamiento del mismo durante el proceso de inyección, puesto que actualmente en la industria petrolera al desarrollar este proceso hemos notado que no se realiza de tal forma. Por lo tanto, el conocer el comportamiento del fluido nos ayudaría a tener una alternativa mejor empleada y cuyo costo-beneficio sería más aceptable y rentable.

Generalmente cuando se realizan pruebas piloto en laboratorio se consideran los fluidos a inyectar como Newtonianos, aunque en realidad no es así ya que lo hacen con el fin de reducir la problemática de manipular fluidos No-Newtonianos. Por tal razón proponemos que para este modelo en concreto lo recomendable sea analizar y plantear un caso base que sirva de punto de partida para así poder observar los cambios entre estos dos tipos de fluidos.

- En referencia al simulador podemos concluir que en una inyección de espumas para un proceso de Recuperación Mejorada es necesario tener en consideración la relación de movilidad del gas (R_o), con base a los datos anteriormente mostrados debido a que para valores bajos de (R_o) se obtiene como consecuencia una baja eficiencia de desplazamiento y por el contrario para valores elevados la eficiencia de desplazamiento es más uniforme. Lo cual se espera en un proceso EOR.
- Otro factor importante a concluir sería observar cómo influye la viscosidad del gas en el proceso de inyección, el cual se vio reflejado en el simulador por medio de dos casos sobresalientes.

- En el primer caso decidimos tomar una viscosidad con valores relativamente altos para un gas lo que reflejó una mayor eficiencia de barrido.
 - En el segundo caso optamos por introducir valores comparativamente pequeños en donde observamos que en las curvas de saturación y factor de recuperación no se observaron grandes cambios debido a que se presenta una canalización por lo que el fluido no ayuda en el proceso de recuperación.
-
- En un principio no se consideró incluir el parámetro del Factor de Recuperación, pero es importante resaltar los beneficios que se obtienen al considerar al fluido No-Newtoniano en el simulador desarrollado. Con ello, pudimos al incluir el Factor de Recuperación hacer una relación entre la saturación de agua con el factor de recuperación y percatarnos que para llegar a un valor deseado de recuperación de hidrocarburos no es solo necesario inyectar el químico, sino también analizar propiedades como las que se incluyeron en el simulador con el fin de reducir los costos económicos de un proyecto EOR.
 - Rossen* en su artículo propone que todo el proceso de inyección de una espuma depende del exponente del fluido de la Ley de Potencias, con nuestro análisis podemos concluir que no afecta de forma significativa.
 - El modelo se realizó en un principio con una molécula de programación propuesta por Rossen*, pero al no tener una respuesta convergente, se optó por utilizar una alternativa en donde la molécula fuera generada por diferencias finitas centradas en el tiempo y en el espacio.

**Fractional Flow Theory Applicable to Non-Newtonian Behavior in EOR Processes (Rossen, 2011)*

Recomendamos que en el modelo que proponemos en este trabajo de investigación sirva como un antecedente para que en un futuro próximo se acondicione el procedimiento de tal forma que se puedan considerar los factores que se encuentran en campos mexicanos y que su aplicación nos sirva para poder emplear y mejorar la recuperación de hidrocarburos en México.

Asimismo, también recomendamos encontrar métodos numéricos para que el modelo sea más estable ya que en variables como el exponente de la Ley de Potencias (n), la relación de movilidad (R_0) y la saturación residual de agua (S_{wr}) varían.

Por último, recomendamos también se analicen propiedades como las permeabilidades relativas debido a que es de suma importancia para el buen funcionamiento del simulador. Se espera que en un futuro se pueda calibrar este simulador con datos de campo aplicables a yacimientos mexicanos para poder comparar con los experimentos de laboratorio y con ello hacer la escala del simulador al yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

- Almeida García Ingrid D.: “Estudio Experimental para Determinar la Factibilidad Técnica de Inyectar Surfactantes en Yacimientos Fracturados para la Recuperación del Aceite Remanente en el Casquete de Gas”, Tesis UNAM, Facultad de Ingeniería, 2008.
- Bikerman, J. J. “Foams”, New York, 1973.
- Bird, R.B.: “Fenómenos de Transporte”, Departamento de Ingeniería Química de la Universidad de Wisconsin. Repla, 1992.
- Blauer, R. E., Mitchell, B. J. y Kohlhaas, C. A.: “Determination of Laminar, Turbulent and Transitional Foam Flow Losses in Pipe”, SPE 4885 (1974).
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH): “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada”, 2012.
- Craig, Forrest F. Jr.: “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1971.
- Falls et. al. (1996).
- Galván S. & Moreno M.: “La influencia Combinada de la Presión Capilar, las Permeabilidades Relativas y el Flujo Fraccional de Agua en la Caracterización de Yacimientos Bajo Saturados”, Tesis UNAM, Facultad de Ingeniería, 2009.
- King, G. E.: “Foam and Nitrified Fluid Treatments: Stimulation Techniques”, SPE 14477 (1985).
- Lake, Larry W.: “Enhanced Oil Recovery”, University of Texas at Austin, Prentice Hall, 1989.
- Matías Lorenzo C.: “Inyección de Espumas en proyectos de Recuperación Mejorada; Control de Movilidad del Gas”, Tesis UNAM, Facultad de Ingeniería, 2011.
- Mejía Díaz Agustín.: “Apuntes de Flujo de Fluidos en Medios Porosos”, PEMEX_IMP_UNAM, 1984.
- Patton, J. T., Holbrook, S. T. y Hsu, W., “Rheology of Mobility-Control Foam”, SPE Journal, pp.456-460 (1983).
- Reidenbach, V. G., Harris, P. C., Lee, Y. N., y Lord, D. L.: “Rheological Study of Foam Fracturing Fluids Using Nitrogen and Carbon Dioxide” SPE Production Engineering (1986).
- Rodríguez Nieto Rafael.: “Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos”. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 1987.
- Rossen, R. William, “Foams in Enhanced oil recovery”, editado en Schramm, L. L. “Foams: Fundamentals and Applications in de Petroleum Industry”, 1994.

- Rossen, W. R.: “Fractional Flow Theory Applicable to Non-Newtonian Behavior in EOR Processes”, 2011.
- Salager, Louis Jean.: “El mundo de los Surfactantes”, Universidad de los Andes, Mérida Venezuela, 1992.
- Sánchez Medina E.: “Recuperación Mejorada por Inyección de Alkali, Surfactante y Polímero (ASP)”, Tesis UNAM, Posgrado Facultad de Ingeniería, 2010.
- Serrano Saldaña Enrique: Apuntes de la clase de Recuperación Secundaria y Mejorada de Hidrocarburos de la Facultad de Ingeniería.
- Sheng, James J.: “Modern Chemical Oil Recovery (Theory and Practice). Gulf Professional Publishing.
- Schramm, L. L. “Foams: Fundamentals and Applications in de Petroleum Industry”, Washington, 1994.
- Trejo N. Rafael J.: “Determinación de las curvas de Permeabilidades Relativas para el sistema agua-aceite a partir de datos de saturación de agua y de presión capilar”, Tesis UNAM, Facultad de Ingeniería, 2010.